



Jorge Eduardo Moutinho de Carvalho **Estratégias de poligeração no sector da biomassa florestal para energia em Portugal**



**Jorge Eduardo
Moutinho de Carvalho**

**Estratégias de poligeração no sector da biomassa
florestal para energia em Portugal**

Dissertação apresentada à Universidade de Aveiro para cumprimento dos requisitos necessários à obtenção do grau de Mestre em Sistemas Energéticos Sustentáveis, realizada sob a orientação científica do Professor Doutor Luís António da Cruz Tarelho, Professor Auxiliar do Departamento de Ambiente e Ordenamento da Universidade de Aveiro.

o júri

Presidente

Prof. Doutor António Gil D'Orey Andrade-Campos
Professor Auxiliar, Departamento de Engenharia Mecânica da Universidade de Aveiro

Vogal

Prof. Doutor Nelson Amadeu Dias Martins
Professor Auxiliar, Departamento de Engenharia Mecânica da Universidade de Aveiro
(Arguente)

Vogal

Prof. Doutor Luís António da Cruz Tarelho
Professor Auxiliar, Departamento de Engenharia Mecânica da Universidade de Aveiro
(Orientador)

Agradecimentos

Primeiro, e em especial, um enorme agradecimento à minha mãe e ao meu pai por me terem oferecido a oportunidade de realizar o presente mestrado. A eles, Fernanda e Jorge, agradeço a incessante confiança e a inabalável força com que me apoiaram do início ao fim.

Ao meu irmão José e às minhas irmãs Ana e Margarida, que nos melhores e piores momentos estiveram sempre presentes, outro enorme agradecimento.

Ao Professor Luís Tarelho, o mentor da presente dissertação, agradeço-lhe muito o imprescindível aconselhamento científico, mas ainda mais a sinceridade e frontalidade com que foi gerindo o desenvolvimento do trabalho.

Ao Professor Gil Andrade-Campos, pela disponibilidade e incentivo e também pelas valiosas sugestões que surgiram nos momentos certos.

Ao Professor Nelson Martins, pela valorosa crítica do trabalho realizado.

Aos meus amigos e amigas que sinceramente me apoiaram nesta caminhada.

À natureza que me deu o espaço e o tempo necessários para, em sossego, realizar o presente trabalho.

Bem hajam,

Jorge Moutinho de Carvalho

palavras-chave

Biomassa, resíduos de biomassa florestal, sustentabilidade da floresta, centrais termoelétricas a biomassa florestal, eficiência energética, poligeração, sistemas energéticos sustentáveis.

resumo

A biomassa tem desempenhado, a diferentes níveis, um papel fundamental no desenvolvimento das sociedades. Neste momento representa 14% do consumo mundial de energia e cerca de três quartos de toda a energia renovável, com tendência a aumentar. A biomassa pode substituir o uso de combustíveis fósseis nos mais diversos fins, constituindo uma solução no combate às alterações climáticas.

Em Portugal, o uso de biomassa para produção de energia tem sido estimulado através de incentivos políticos e económicos, dentro dos quais destacam-se os incentivos à biomassa florestal. O uso de resíduos de biomassa florestal (RBF) foi inicialmente orientado para a produção de electricidade, resultando na implementação de várias centrais termoelétricas a biomassa florestal (CTBF). Além das CTBF, o sector da biomassa florestal para energia conta com centrais de cogeração, sobretudo na indústria da pasta e do papel, e mais recentemente, com várias unidades de produção de *pellets*, ambas orientadas para a produção de calor.

A inexistência de regulação relativa ao uso de RBF permitiu o crescimento desmesurado do sector, que atualmente consome mais RBF (2,7 a 2,9 Mton/ano) do que aqueles que a floresta pode providenciar de forma sustentável (1,0 a 2,0 Mton/ano). As CTBF são os maiores consumidores (1,3 Mton/ano), seguindo-se as centrais de cogeração (0,7 Mt/ano), as unidades de *pellets* (0,3 Mton/ano), cimenteiras (0,2 Mton/ano) e outras pequenas actividades (0,2 Mton/ano).

A produção de electricidade a partir de RBF é menos eficiente do que a produção de calor ou a poligeração de vários produtos energéticos, o que faz das CTBF o elemento mais débil deste sistema. O seu funcionamento tem sido sustentado pela tarifa de aquisição, contudo, esta tem contribuído para agravar a dívida do tarifário da electricidade.

O aumento de eficiência energética (EE) é necessário para garantir a sustentabilidade das CTBF dentro do sistema energético português. As estratégias de poligeração representam uma abordagem inovadora no desenvolvimento de sistemas energéticos sustentáveis e têm como principal objectivo aumentar a EE dos centros produtores através da integração de tecnologias avançadas de conversão, armazenamento e transmissão, com modelos de gestão que optimizam a geração em simultâneo de diferentes produtos energéticos, maximizando o rendimento de acordo com a procura.

Os cenários desenvolvidos demonstram que é possível poupar entre 40 a 41% da energia primária consumida actualmente nas CTBF através da implementação de sistemas de poligeração. É apresentado um caso de estudo sobre a integração da CTBF de Mortágua com a unidade PelletsPower. O calor desperdiçado pela CTBF de Mortágua poderia ser aproveitado no secador da PelletsPower, resultando na poupança potencial de 21000 ton/ano de RBF.

keywords

Biomass, biomass forestry residues, forestry sustainability, forestry biomass power plants, energy efficiency, polygeneration.

abstract

Biomass has been playing, at different levels, a major role in the development of societies. Nowadays accounts for 14% of the world's total energy consumption and around three quarters of the renewable energy, with a growing tendency. Biomass can substitute the use of fossil fuels in the most diverse ends, therefore, is considered a solution to face climate change.

In Portugal, the use of biomass for the production of energy has been stimulated through political and economic incentives, with focus on forestry biomass. The use of forestry biomass residues was initially steered to the production of electricity, resulting in the implementation of several forestry biomass power plants. Beside those, the forestry biomass sector encompasses the cogeneration and pellets plants, cement plants and other small activities, all of them steered to heat production.

The lack of regulation related to the use of forestry biomass residues allowed the excessive growth of the sector, which is today consuming more forestry biomass residues (2,7-2,9 Mton/year) than the sustainable amount that the forestry can provide (1,0-2,0 Mton/year). The forestry biomass power plants are the bigger consumers (1,3 Mton/year), followed by the cogeneration power plants (0,7 Mt/year), pellets plants (0,3 Mton/year), cement plants (0,2 Mton/year) and other small activities (0,2 Mton/year).

Power production from forestry biomass residues is less efficient than the production of heat or the polygeneration of different energy products. This fact make the forestry biomass power plants the weakest element of the biomass to energy system. These power plants are operating due to the feed-in tariff, which is exacerbating the debt of the electricity tariff.

It is essential to increase the energy efficiency of these power plants in order to guarantee their sustainability in the Portuguese energy system. The polygeneration strategies are an innovating approach to the development of sustainable energy systems. Their main goal is to increase the energy efficiency of the generation units, through the integration of advanced conversion, storage and transmission technologies with management models that optimize the generation of different energetic products in simultaneously, resulting in the maximization of the profit accordingly to the demand.

The scenarios presented show that through the implementation of polygeneration systems is possible to achieve savings around 40 to 41% of the primary energy consumed by the power plants. Is presented a study case about the integration of the Mortágua biomass power plant with a pellets production unit. The heat wasted by the Mortágua biomass power plant could eventually be used by the dryer of the pellets unit, giving an annual saving of about 21000 Mton/year of biomass forestry residues.

Índice

Índice de Figuras.....	iv
Índice de Tabelas.....	v
Lista de Abreviaturas.....	vii
1. Introdução	1
1.1 Motivação do trabalho.....	3
1.2 Objectivo do trabalho	3
1.3 Estrutura da Tese	4
2. O papel da Biomassa no paradigma do Sector Energético	7
2.1 A Política Energética Global – perspectiva histórica	8
2.2 Fontes de Energia Renováveis na Europa	12
2.3 Cenário Energético Português.....	14
2.3.1 Estratégia Nacional para a Energia	14
2.3.3 Indicadores	16
2.3.4 A dívida tarifária da electricidade	18
2.4 Biomassa para Energia	20
2.4.1 Definição	20
2.4.2 Sustentabilidade do recurso	20
2.4.3 Biomassa para energia na UE	22
2.4.4 Biomassa para energia em Portugal	22
2.5 Tecnologias de Conversão Termoquímica	24
2.5.1 Combustão.....	25
2.5.2 Pirólise	26
2.5.3 Gasificação	26
2.6 Potencial de Biomassa para Energia	27
2.6.1 Estimativa do potencial de Biomassa para energia	28
3. Biomassa Florestal	31
3.1 Floresta Portuguesa	32
3.1.1 A estrutura da floresta Portuguesa.....	32
3.1.2 Política de Gestão do sector Florestal	33
3.1.3 Alterações climáticas	34
3.1.4 Incêndios.....	35
3.1.5 Sustentabilidade na utilização de Biomassa Florestal	36
3.2 Resíduos de Biomassa Florestal	37
3.2.1 Definição	37
3.2.2 Promoção de RBF para produção de energia	38
3.2.3 - Balanço das políticas implementadas.....	44

3.3 Disponibilidade e Consumo de RBF.....	45
3.3.1 Disponibilidade potencial e efetiva de RBF	45
3.3.2 Consumo de RBF	50
3.3.3 Comparação de cenários e análise de resultados.....	53
4. Sistemas de Poligeração	57
4.1 O papel da poligeração no desenvolvimento de SES	58
4.1.1 Eficiência energética em sistemas de poligeração	58
4.1.2 Políticas para a promoção de poligeração na UE.....	59
4.2 Metodologias para abordar sistemas de poligeração	60
4.3 Tecnologias de Poligeração	62
4.4 Características de operação em centrais de poligeração.....	63
4.4.1 Características das centrais convexas.....	63
4.4.2 Características de centrais não-convexas	64
4.5 Optimização da conversão energética	65
4.6 A Sustentabilidade dos sistemas energéticos de poligeração	66
4.6.1 Micro-redes inteligentes de poligeração	67
4.6.2 Integração com sistemas convencionais	68
4.6.3 Sistemas de poligeração com unidades de armazenamento de energia	69
4.7 Práticas na operação de centrais de poligeração e problemas associados	70
4.7.1 Operação com o esquema fixo PTHR.....	70
4.7.2 Pontos negativos do esquema fixo PTHR	71
4.8 Contribuições da poligeração para o desenvolvimento de SES	72
4.9 Soluções de poligeração para o futuro	73
5. CTBF – Desafios e Soluções.....	75
5.1 Desafios enfrentados pelas CTBF	76
5.2 Soluções de valorização energética	77
5.2.1 Cenário Cogeração.....	78
5.2.2. Cenário Ciclo Combinado com Gasificação Integrada a Biomassa	86
6. Metodologia	89
6.1 Cenário Cogeração	91
6.1.2 Cálculo da Poupança de Energia Primária (PEP)	92
6.1.3 Cálculo do Rendimento Eléctrico Equivalente	98
6.1.4 Soluções de valorização energética	100
6.1.5 Descrição da metodologia do caso de estudo	102
6.2 Cenário Ciclo Combinado com Gasificação Integrada a Biomassa.....	102
6.2.1 Cálculo da Poupança de Energia Primária (PEP)	102
7. Análise e discussão de resultados.....	105
7.1 Distrito de Viseu: CTBF de Mortágua	106

7.1.1 Caso de estudo – Integração da CTBF de Mortágua e unidade PelletsPower	106
7.1.2 Discussão de resultados para a CTBF de Mortágua	115
7.2 Distrito de Santarém: CTBF de Constância	116
7.2.1 CTBF de Constância	116
7.2.2 Discussão de resultados para a CTBF de Constância	118
7.3 Distrito de Castelo Branco: CTBF Centroliva e CTBF RodãoPower	118
7.3.1 CTBF da Centroliva	118
7.3.2 CTBF RodãoPower	120
7.3.3 Discussão de resultados para as CTBF do distrito de Castelo Branco	122
7.4 Distrito de Aveiro: CTBF CTSM e de Cacia	122
7.4.1 CTBF CTSM	123
7.4.2 CTBF de Cacia	124
7.4.3 Discussão de resultados para as CTBF do distrito de Aveiro	126
7.5 Distrito de Setúbal: CTBF de Setúbal	127
7.5.1 CTBF de Setúbal	127
7.5.2 Discussão de resultados para a CTBF de Setúbal	128
7.6 Análise Global do Sistema	129
7.6.1 Cogeração vs CCGIB	129
7.6.2 Correlação PEP vs Potência Eléctrica das CTBF	130
7.7 Potencial para redução do consumo de RBF	131
8. Conclusão	133
9. Sugestões para trabalhos futuros	137
Referências Bibliográficas	139
Anexo A - Unidades de produção de pellets em funcionamento com início de atividade até final de 2015	147
Anexo B – Centrais termoeléctricas a biomassa em funcionamento até ao final de 2015	148
Anexo C – Consumo de biomassa florestal em Cerâmicas em Portugal	149
Anexo D - Centrais de Cogeração a biomassa em funcionamento até ao final de 2015	150
Anexo E – Consumo de biomassa florestal em Cimenteiras em Portugal	150
Anexo F – Consumo de biomassa florestal em Aviários em Portugal	151
Anexo G – Consumo de biomassa florestal em outros sectores em Portugal	153

Índice de Figuras

Figura 1 – Utilização relativa de recursos energéticos no mundo entre 1800 e 2010	8
Figura 2 - Dependência energética em percentagem	14
Figura 3 - Evolução da potência renovável instalada em Portugal	17
Figura 4 - O contributo das FER no consumo de energia primária em 2013	17
Figura 5 - O contributo das FER no consumo de energia final em 2013	17
Figura 6 - Divisão da dívida tarifária da electricidade por rúbrica em milhares de euros	19
Figura 7 - Vias para a Conversão Energética da Biomassa	25
Figura 8 - Valor acrescentado do sector Florestal	37
Figura 9 - Evolução do mercado de pellets produzidos em Portugal	42
Figura 10 - Mapa das CTBF (em funcionamento e planeadas) e Cogeração	43
Figura 11 - Tarifas de aquisição em alguns países Europeus (€/MWh)	54
Figura 12 - Quota de cogeração na produção nacional de energia	59
Figura 13 - Esquema de uma central de cogeração com turbina a vapor	63
Figura 14 - Região viável para operação de uma central de cogeração	64
Figura 15 - Características não-convexas de uma central de contrapressão com opção de arrefecimento auxiliar	65
Figura 16 - Esquema de Processo das CTBF	77
Figura 17 - Comparação entre sistemas convencionais e sistemas de cogeração	79
Figura 18- Desenho simplificado da central de poligeração de Skellefteå	82
Figura 19 - Curva de calor para Skellefteå com a produção de electricidade para diferentes configurações da central	83
Figura 20 - Esquema de Processo da Central de Demonstração de CCIGB em Värnamo, Suécia.....	86
Figura 21 - Características do sistema para cogeração (parte superior) e produção dedicada (parte inferior)	87
Figura 22 - Central Termoeléctrica de Mortágua e Instalação da PowerPellets	107
Figura 23 - Diagrama do Sistema "Secador- Forno- Caldeira"	109
Figura 24 - Esquema de processo proposto para a central de poligeração de Mortágua.....	112
Figura 25 - Comparação entre a PEP de Mortágua e o consumo de energia por parte das UII do distrito de Viseu	115
Figura 26 - Comparação entre a PEP de Constância e o consumo de energia por parte das UII do distrito de Santarém.....	118
Figura 27 - Comparação entre a PEP de Constância e o consumo de energia por parte das UII do distrito de Castelo Branco.....	122
Figura 28 - Comparação entre a PEP de Constância e o consumo de energia por parte das UII do distrito de Aveiro	126

Figura 29 - Comparação entre a PEP de Constância e o consumo de energia por parte das UII do distrito de Setúbal	129
Figura 30- Gráfico da correlação entre o PEP e a Potência Eléctrica	131

Índice de Tabelas

Tabela 1 - Metas estabelecidas por Portugal e pela UE em matéria de energia e alterações climáticas.....	16
Tabela 2 - Produção anual de energia eléctrica a partir de biomassa sólida em 2014 e 2015 (GWh)	23
Tabela 3 - Potência instalada e licenciada para consumidores de biomassa sólida em 2014 (MW)	24
Tabela 4 - Potencial de produção de energia a partir de biomassa de origem animal	28
Tabela 5 - Potencial de produção de energia a partir de biomassa de origem agrícola.....	28
Tabela 6 - Potencial de produção de energia a partir de culturas energéticas.....	29
Tabela 7 - Potencial de produção de energia a partir de diversos tipos de biomassa.	30
Tabela 8 - Alterações Climáticas	35
Tabela 9 - CTBF em funcionamento.....	40
Tabela 10 - Centrais de Cogeração em funcionamento	44
Tabela 11 - Estimativa da disponibilidade efectiva de RBF realizada por A.D. Little & Tecninvest, 1985	46
Tabela 12 – Estimativa da disponibilidade potencial e efectiva realizada por ADENE & INETI, 2001.....	46
Tabela 13 – Estimativa da disponibilidade potencial e efectiva realizada por Páscoa et al., 2006.....	46
Tabela 14 - Estimativa da disponibilidade potencial e efectiva realizada por Campilho, 2010.....	47
Tabela 15 - Estimativa da disponibilidade potencial e efectiva realizada por ICNF, 2010.....	47
Tabela 16 – Estimativa da disponibilidade potencial e efectiva realizada por WWF, 2011	48
Tabela 17 – Estimativa da disponibilidade efectiva do projecto BIOGAIR.....	48
Tabela 18 - Estimativa da disponibilidade efectiva do projecto da ENF, 2015	49
Tabela 19 - Comparação dos valores das estimativas	49
Tabela 20 – Consumos estimados de biomassa.....	51
Tabela 21 – Estimativas do projecto BIOGAIR.....	52
Tabela 22- Resumo da estimativa realizada pelo autor	52
Tabela 23 - Comparação das estimativas de consumo de biomassa	53
Tabela 24 – Comparação entre disponibilidade e consumo (Mton/ano).....	54
Tabela 25 - Consumos actuais das CTBF.....	76
Tabela 26 – CTBF seleccionadas	90
Tabela 27 - Temperatura média local para as CTBF seleccionadas	95
Tabela 28 - Percentagem de Energia Exportada para a rede.....	96
Tabela 29 - Factores de correcção para as CTBF seleccionadas	96
Tabela 30 - Eficiência Eléctrica das centrais em modo de cogeração	97
Tabela 31 - Consumo de Biomassa por parte das Unidades Industriais identificadas.....	102

Tabela 32- Principais características da CTBF de Mortágua.....	108
Tabela 33 - PEP da CTBF de Mortágua para o cenário de cogeração	110
Tabela 34 – REE da CTBF de Mortágua em modo de cogeração.	111
Tabela 35 - Dados utilizados no cálculo do calor utilizado pelos secadores (TJ/dia)	109
Tabela 36 – PEP da CTBF de Mortágua e RBF consumidos pela PelletsPower.....	113
Tabela 37 – UII no Distrito de Viseu	114
Tabela 38 - PEP da CTBF de Mortágua para o cenário CCGIB	115
Tabela 39 - PEP da CTBF de Constância para o cenário de cogeração	116
Tabela 40 – REE da CTBF de Constância em modo de cogeração	117
Tabela 41 – UII consumidoras de biomassa no Distrito de Santarém	117
Tabela 42 - PEP da CTBF de Constância para o cenário CCGIB	117
Tabela 43 - PEP da CTBF da Centroliva para o cenário de cogeração.....	119
Tabela 44 – REE da CTBF da Centroliva em modo de cogeração.....	119
Tabela 45 - PEP da CTBF da Centroliva para o cenário CCGIB.....	120
Tabela 46 - PEP da CTBF RodãoPower para o cenário de cogeração/poligeração	120
Tabela 47 – REE da CTBF de Constância em modo de cogeração.	121
Tabela 48 – UII consumidoras de biomassa no Distrito de Santarém	121
Tabela 49 - PEP da CTBF RodãoPower para o cenário CCGIB	121
Tabela 50 - PEP da CTSM para o cenário de cogeração	123
Tabela 51 – REE da CTSM em modo de cogeração.	123
Tabela 52 - PEP da CTBF Terras de Santa Marta para o cenário CCGIB.....	124
Tabela 53 - PEP da CTBF de Cacia para o cenário de cogeração.....	124
Tabela 54 – REE da CTBF de Cacia em modo de cogeração.....	125
Tabela 55 – UII consumidoras de biomassa no Distrito de Santarém	125
Tabela 56 - PEP da CTBF de Cacia para o cenário CCGIB.....	126
Tabela 57 - PEP da CTBF de Setúbal	127
Tabela 58 – REE da CTBF de Setúbal em modo de cogeração.	127
Tabela 59 – UII consumidoras de biomassa no Distrito de Santarém	128
Tabela 60 - PEP da CTBF Setúbal para o cenário CCGIB	128
Tabela 61 – Comparação entre os resultados do cenário cogeração e CCGIB	130
Tabela 62 - Redução potencial do consumo de RBF para os cenários propostos.....	131
Tabela 63 – Redução total de RBF actual e para os cenários apresentados	132

Lista de Abreviaturas

APA - Agência Portuguesa do Ambiente

A&A - aquecimento e arrefecimento

CCGIB - Ciclo Combinado com Gasificação Integrada de Biomassa

CELE - Comercio Europeu de Licenças de Emissão

COR - Ciclos Orgânicos de Rankine

CTBF - Central Termoeléctricas a Biomassa Florestal

DE - Despacho Económico

EGP - Estratégias de Gestão da Procura

FER - Fontes de Energia Renovável

GEE - Gases com efeito de estufa

IFN - Inventário Florestal Nacional

IPCC - *Intergovernmental Panel on Climate Change*

LE - Licenças de Emissão

MCI - Motor de combustão interna

PEP – Poupança de Energia Primária

PIP - Projetos de Interesse Público

PNAER - Plano Nacional de Acção para as Energias Renováveis

PNAEE - Plano Nacional de Acção da Eficiência Energética

PTHR - *Power-to-heat-ratio*

RBF - Resíduos de Biomassa Florestal

REE - Rendimento Eléctrico Equivalente

REI - Redes eléctricas inteligentes

RSU - Resíduos Sólidos Urbanos

SEC - Sistemas Energéticos Convencionais

SED - Sistemas Energéticos Descentralizados

SES – Sistemas Energéticos Sustentáveis

Tep - toneladas equivalentes de petróleo

UC - *Unit commitment*

UE - União Europeia

1. Introdução

A biomassa desempenha um papel fundamental nas diversas sociedades enquanto recurso material e energético. Nas comunidades rurais representa, em muitos casos, a principal fonte de energia, sobretudo em alguns países em desenvolvimento dos continentes Africano e Asiático, onde é responsável por mais de um terço do consumo total de energia (S. Heidenreich & P. U. Foscolo, 2015). Por outro lado, nos países desenvolvidos foi durante um longo período de tempo o principal recurso energético, tendo sido progressivamente substituído pelos combustíveis fósseis a partir da revolução industrial. Neste momento representa 14% do consumo mundial de energia e cerca de três quartos de toda a energia renovável. O ressurgimento do interesse na sua exploração, relacionada com o estatuto de fonte de energia renovável (FER) alternativa ao uso de combustíveis fósseis, torna expectável que estes valores sofram uma evolução positiva com o tempo (WWF, 2011).

A utilização de biomassa para energia é hoje vista nos países industrializados de forma diferente do passado, quando era a principal forma de obter energia térmica, e por isso, essencial ao quotidiano. Actualmente assume um papel relevante por representar uma solução no combate às alterações climáticas e por contribuir para o desenvolvimento de Sistemas Energéticos Sustentáveis (SES). A partir de biomassa é possível a produção de energia eléctrica, calor ou frio para sistemas de aquecimento e arrefecimento (A&A) distritais ou industriais, combustíveis para os transportes e vários outros produtos energéticos e não energéticos. Além disso, o uso da biomassa tem importantes vantagens socioeconómicas, especialmente no combate à desertificação das áreas rurais, através da criação de empregos maioritariamente ligados às actividades silvícolas (S. Ferreira, N. Moreira, & E. Monteiro, 2009).

Em Portugal, entre os diversos tipos de biomassa para energia destaca-se a biomassa florestal. A floresta representa 35% do território Nacional e é um dos sectores mais importantes para a economia, com especial destaque para a fileira da pasta e do papel, que exporta uma parte significativa da sua produção (ENF, 2015). A quantidade de resíduos gerados pelo sector da biomassa florestal é substancial, tendo levado ao desenvolvimento de políticas para a sua valorização energética. Actualmente, os Resíduos de Biomassa Florestal (RBF), são um recurso energético que incorporam a matriz do sistema energético português, servindo de matéria-prima à produção de vários produtos energéticos: electricidade em centrais termoeléctricas e calor em centrais de cogeração e unidades de produção de *pellets*. Nos últimos anos verificou-se um crescimento desregulado destes consumidores resultando no aumento da pressão sobre os recursos florestais. Por isso, é preponderante quantificar os limites sustentáveis de RBF que a floresta pode fornecer, partindo do princípio que a sua exploração não deve exceder a sua reposição natural, de forma a não interferir com a estabilidade dos ecossistemas (IINAS, EFI, & JR, 2014).

Os principais consumidores de RBF em Portugal são as Centrais Termoeléctricas a Biomassa Florestal (CTBF) dedicadas à produção de electricidade. A eficiência energética das CTBF é baixa devido ao desperdício do calor produzido na caldeira. Este calor poderia ser aproveitado para diversos fins, como por exemplo ser entregue como vapor de processo a unidades industriais, ou alimentar sistemas de aquecimento e arrefecimento (A&A) residencial.

Neste contexto surgem os sistemas de poligeração. A poligeração consiste na produção em simultâneo de pelo menos dois produtos energéticos num único processo integrado, recorrendo a tecnologias e modos de operação que garantem elevada eficiência energética. É uma abordagem que pretende melhorar a economia e sustentabilidade da produção de energia, através da maximização da eficiência de transformação da matéria combustível nos produtos energéticos (M. Salomón, 2014). Para as CTBF foram desenvolvidos dois cenários com o objectivo de quantificar a *Poupança de Energia Primária* (PEP) que resultaria da implementação das soluções de valorização energética seleccionadas: cogeração e ciclo combinado com gasificação integrada de biomassa (CCGIB). No *cenário cogeração* é introduzida uma secção dedicada a sistemas de poligeração em funcionamento, e, como exemplo, é apresentado o esboço de um sistema de poligeração resultante da integração da CTBF de Mortágua com a unidade de produção de *pellets* localizada nas proximidades desta. O *cenário CCGIB* foi desenvolvido em alternativa ao *cenário cogeração*, para investigar se o aumento da eficiência eléctrica das CTBF (42%) seria mais vantajoso do que o aumento da eficiência global (80%) em termos de PEP.

O presente estudo representa uma perspectiva alargada sobre soluções de valorização energética que poderiam melhorar a situação das CTBF e assim contribuir para a sustentabilidade da floresta portuguesa.

1.1 Motivação do trabalho

O desenvolvimento da presente dissertação foi motivado pela necessidade de estabelecer um quadro consistente sobre o sector de biomassa florestal para energia em Portugal, com particular incidência nas CTBF, identificadas como o elo mais débil entre os produtores de energia a partir de biomassa florestal. Os elevados riscos associados à utilização intensiva e desregulada dos recursos florestais exigem a recolha e tratamento de informação que permita orientar o desenvolvimento das políticas de gestão da floresta de forma consistente, consciente e coerente e as integre com as políticas de desenvolvimento de SES e combate às alterações climáticas.

Sendo as CTBF o produtor menos eficiente do sistema de biomassa para energia, é necessário indagar sobre possíveis soluções que possam garantir, por um lado, o funcionamento das CTBF, ameaçado pela dificuldade no acesso à matéria-prima, e por outro, a redução do consumo de RBF. É neste contexto que surgem os sistemas de poligeração, reconhecidos como conceito integrante no desenvolvimento de SES, devido à melhoria em termos de eficiência energética e de custos resultantes da sua aplicação. Por isso, estes são estudados enquanto solução para os desafios das CTBF, procurando garantir um aumento da eficiência global e uma redução nos consumos de RBF.

1.2 Objectivo do trabalho

O trabalho define três objectivos distintos: o primeiro orientado para descrição do sector da biomassa para energia em Portugal e investigação da disponibilidade e consumo de resíduos de biomassa florestal, o segundo para a investigação do potencial de *Poupança de Energia Primária* que poderia resultar da aplicação dos cenários desenvolvidos para as Centrais Termoeléctricas a Biomassa Florestal, e o terceiro direccionado para a descrição do conceito de sistemas de poligeração enquanto solução para o aproveitamento do potencial calculado.

O primeiro objectivo compreendeu a análise da evolução do sector da biomassa florestal para energia dentro do contexto das FER, com especial incidência sobre as CTBF. É descrita a actual situação do sector, investigado o que esteve na sua origem e para onde apontam as tendências futuras. Foi efectuado o levantamento e tratamento de informação relativa à disponibilidade potencial e efectiva de RBF e ao consumo de RBF por parte dos actores do sector da biomassa florestal para energia em Portugal.

O segundo objectivo consistiu no cálculo do potencial *Poupança de Energia Primária* que poderia resultar da aplicação dos dois cenários desenvolvidos (cogeração e ciclo combinado com gasificação integrada de biomassa), em comparação com o actual esquema de processo das CTBF seleccionadas.

O terceiro objectivo consistiu no estudo do conceito de sistemas de poligeração enquanto solução para o aproveitamento do potencial anteriormente calculado, com a apresentação de

exemplos de centrais de poligeração em funcionamento e, com suporte nestas, no desenvolvimento de um caso de estudo sobre a integração da CTBF de Mortágua com a unidade *PelletsPower*.

1.3 Estrutura da Tese

No capítulo 1, o tema abordado na presente dissertação é contextualizado, expondo os argumentos que justificam a sua pertinência, os objectivos a que se propõe e a estrutura que a caracteriza.

O capítulo 2 contextualiza a biomassa enquanto recurso energético na História da Humanidade, e analisa o papel que hoje representa nas sociedades industrializadas, em particular no sector energético. Em primeiro lugar, são abordadas as políticas globais que dirigem a transição energética dos Sistemas Energéticos Convencionais (SEC) para Sistemas Energéticos Sustentáveis (SES). O combate às alterações climáticas como impulsionador do investimento em FER, e a evolução das FER no espaço Europeu são temas abordados, com particular incidência sobre o sector da biomassa para energia em Portugal. Foi adoptada uma estratégia de hierarquização “Energia → FER → Biomassa” que pretende tornar clara a descrição das circunstâncias sob as quais a biomassa evoluiu enquanto recurso energético, e reforçar o papel que hoje ocupa no combate às alterações climáticas e no processo de transição para modelos sociais sustentáveis.

O capítulo 3 é dedicado ao estudo da biomassa florestal. A floresta é a base do sistema em análise, e, por isso, é efectuada a descrição da sua estrutura biofísica e administrativa. São apresentadas as políticas de gestão da floresta e os principais desafios que as florestas hoje enfrentam. De seguida, introduz-se a secção sobre resíduos de biomassa florestal (RBF), onde é descrito o enquadramento político de estímulo à utilização de RBF para produção de energia, na tentativa de compreender a evolução do sector. Por fim, é feita uma análise da disponibilidade efectiva e potencial de RBF que a floresta pode fornecer e dos consumos de RBF dos principais actores do sector da biomassa florestal para energia.

O Capítulo 4 aborda o conceito de sistemas de poligeração, começando por descrever a importância destes no desenvolvimento de SES. Na sequência, são apresentadas metodologias para lidar com os diversos tipos de centrais de poligeração, e são descritos os princípios de implementação e gestão de sistemas de poligeração, incluindo os componentes geradores (e.g. caldeiras, turbinas, etc.) e os componentes não-geradores (e.g. contractos bilaterais, estratégias de gestão da procura). Por último, são abordados os novos desafios colocados pelos sistemas de poligeração na ligação com SEC.

O Capítulo 5 trata dos cenários de valorização energética desenvolvidos, com uma breve descrição da tecnologia associada a cada um deles. No cenário cogeração é integrada uma secção

sobre sistemas de poligeração em funcionamento, que servem de base ao caso de estudo apresentado posteriormente.

O capítulo 6 é relativo à metodologia de cálculo efectuada para a obtenção da Poupança de Energia Primária e redução das emissões de CO₂ de origem fóssil para ambos os cenários, e do Rendimento Eléctrico Equivalente para o cenário de cogeração.

O capítulo 7 compreende a análise e discussão dos dados obtidos nos capítulos anteriores. São apresentados e discutidos os resultados obtidos para cada CTBF, e é realizada a análise global do sistema, ou seja, é averiguado o impacto da potencial redução do consumo de RBF resultante das medidas propostas. Neste capítulo é apresentado o caso de estudo sobre a integração da CTBF de Mortágua com a unidade de produção de *pellets* “*PelletsPower*”.

O capítulo 8 apresenta as principais conclusões obtidas e o último capítulo apresenta sugestões sobre trabalhos futuros que poderão ser realizados a partir da presente dissertação.

2. O papel da Biomassa no paradigma do Sector Energético

2.1 A Política Energética Global – perspectiva histórica

A biomassa é o recurso energético há mais tempo explorado pela Humanidade, verificando-se a sua presença na História do Homem desde a invenção do fogo. Até finais do século XVIII foi a fonte de energia predominante no quotidiano da Sociedade europeia ao fornecer serviços energéticos indispensáveis: calor para aquecimento e preparação de alimentos. No decurso da revolução industrial as necessidades energéticas aumentaram exponencialmente com a emergência de novos sectores produtivos (e.g. a indústria têxtil e metalúrgica), e com a mecanização do sector agrícola. O consumo de biomassa cresceu exponencialmente e, em particular no Reino Unido, resultou na diminuição drástica das reservas, tendo estas esgotado em algumas áreas. A escassez de biomassa aliada à necessidade de alimentar o crescimento da indústria mecanizada, então massivamente reconhecida como motor de desenvolvimento social, levou à procura de combustíveis alternativos com performances energéticas superiores. Dentro deste contexto surgiu a exploração dos combustíveis fósseis, capazes de armazenar grandes quantidades de energia em pequenos volumes e ao mesmo tempo fáceis de explorar ao concertarem-se em jazidas. O carvão constituiu o primeiro combustível fóssil a ser explorado em grande escala, sendo seguido pelo petróleo e gás natural, que proliferaram sobretudo durante o século XX. Desde então, o desenvolvimento das sociedades industrializadas foi sustentado em combustíveis fósseis, que passaram a representar três quartos do consumo de energia. Desde o início da revolução industrial até ao fim do século XX, e salvo raras exceções (e.g. nomeadamente durante a II Guerra Mundial), a biomassa deixou de figurar como opção energética nas sociedades tecnologicamente desenvolvidas.

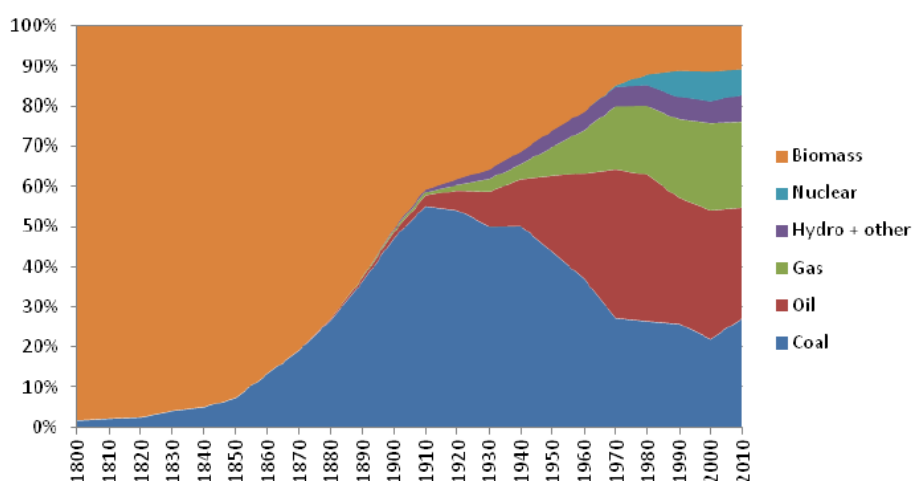


Figura 1 – Utilização relativa de recursos energéticos no mundo entre 1800 e 2010. Adaptado de Johnson, 2014.

Durante o século XX, e principalmente na segunda metade, o uso de combustíveis fósseis acentuou-se. O modelo de desenvolvimento social estabelecido para o Ocidente no pós-guerra, fundado na política económica para uma sociedade de consumo, alimentou-se intensamente de combustíveis fósseis e, a partir da década de 60, de combustíveis nucleares, ambos muito

atractivos do ponto de vista energético (e.g. elevadas densidades energéticas) porém, muito prejudiciais do ponto de vista ecológico (e.g. graves episódios de contaminação e destruição de ecossistemas; emissões atmosféricas de gases prejudiciais à saúde humana e meio ambiente).

Desde o início da revolução industrial até à década de 70 do século XX as sociedades industrializadas deram cobertura desmedida aos benefícios socioeconómicos de curto prazo decorrentes da exploração dos recursos fósseis e nucleares, negligenciando os pontos negativos. Por esta altura, vozes de protesto fizeram sentir-se, denunciando as consequências sociais da intensa poluição e destruição de ecossistemas, (e.g. fogo no rio Cuyahoga, 1969; acidente nuclear de Three Mile Island, 1979). A consciencialização da crise ecológica levou ao estabelecimento de vários movimentos civis, alguns dos quais deram origem aos movimentos ambientalistas modernos, que ao exporem factos e ao desenvolverem previsões futuras com base em modelos científicos (e.g. *The limits to growth* – clube de Roma) exigiram à classe política medidas urgentes em defesa do ambiente humano e natural.

A primeira crise do petróleo, em 1972, despoletou a mudança. Pela primeira vez desde o início da revolução industrial as sociedades industrializadas sentiram as dificuldades causadas pela escassez de combustíveis fósseis e pela volatilidade dos seus preços de mercado. O sector industrial foi severamente afectado pela falta de acesso a energia, o que culminou no cancelamento de grandes projectos de engenharia (e.g. reestruturação do Porto de Sines, 1973). Estes acontecimentos impulsionaram a transição do paradigma energético, motivada por preocupações ecológicas, mas principalmente por preocupações de natureza económica.

Em resultado da pressão exercida pela sociedade civil e pelo sector industrial os decisores políticos foram forçados a debater sobre um desafio comum: de que forma garantir a estabilidade do desenvolvimento socioeconómico e ao mesmo tempo reduzir o impacto negativo do crescimento económico no meio ambiente. Pautado pela consciencialização dos perigos do desequilíbrio ambiental resultantes da acção do Homem, o Programa das Nações Unidas para o Meio Ambiente (PNUMA), produto da Conferência das Nações Unidas sobre o Meio Ambiente Humano, realizado em 1972 em Estocolmo, foi o primeiro passo no sentido de dar resposta ao desafio colocado. Pela primeira vez na História, 113 nações e mais de 400 instituições governamentais e não-governamentais reuniram-se, e assumiram o compromisso de dar “*particular atenção às consequências que os seus actos podem ter para o meio ambiente*” (UNEP, 1972). Esta abordagem tecno-política levou ao estabelecimento da agenda ambiental global, e marcou o lançamento das bases do conceito de “*desenvolvimento sustentável*”, definido na década seguinte no relatório Brundtland “*Our Common Future*” como “*o desenvolvimento que satisfaz as necessidades presentes, sem comprometer a capacidade das gerações futuras suprirem as suas necessidades*” (UN, 1987).

Era reconhecido que a eficácia do estabelecimento do modelo de desenvolvimento sustentável seria dependente da utilização de recursos energéticos renováveis e da

descentralização dos sistemas de produção, distribuição, transporte, e consumo a estes associados. Contudo, nos anos seguintes verificou-se que o caminho não mudara. Os sistemas energéticos continuaram a crescer de forma centralizada e o consumo de recursos naturais e energia nas sociedades industrializadas continuou a aumentar, em particular de electricidade de origem fóssil que passou a constituir um bem de primeira necessidade, sabotando a concretização do modelo de sociedade sustentável então projetado. Entre a década de 70 e 80, vários cenários foram desenvolvidos recorrendo a alternativas energéticas renováveis, contudo, por esta altura florescia uma sociedade consolidada num sistema económico liberal, com níveis e padrões de consumo por indivíduo em clara ascensão, alimentados por sistemas energéticos baseados em combustíveis fósseis. Os combustíveis fósseis e as respectivas tecnologias de conversão encontravam-se a preços de mercado muito baixos, fruto dos fortes incentivos ao seu investimento, enquanto os incentivos económicos para fontes de energia renováveis (FER) não existiam. Perante esta conjuntura, o desejado despoletar da transição para a sustentabilidade foi inevitavelmente adiado.

Em resposta a estas dificuldades, e principalmente em resultado do alargado consenso científico coordenado pelo *Intergovernmental Panel on Climate Change* (IPCC), afirmando que a desestabilização do sistema climático é sobretudo consequência da exploração intensiva de combustíveis fósseis, foi estabelecida em 1992 a Convenção-Quadro das Nações Unidas para as Alterações Climáticas (UNFCCC) com o objectivo “*de estabilizar a concentração de gases do efeito estufa (GEE) na atmosfera em níveis tais que evitem a interferência perigosa com o sistema climático*”(UN, 1992). No âmbito da Convenção foi desenvolvido o Protocolo de Quioto, que teve como principais objectivos o estabelecimento de limites de emissão de GEE nos países desenvolvidos, e o fomento de investimento em FER através da criação de mecanismos de incentivo para países em desenvolvimento (UNFCCC, 1998).

O condicionamento do uso de combustíveis fósseis fez renovar o interesse na exploração de energias renováveis. As FER constituem uma alternativa uma vez que podem ser continuamente utilizadas sem perigo de se esgotarem, não são poluentes, e os custos de produção são mais estáveis e previsíveis, uma vez que, excepto no caso da biomassa, não há custos com combustíveis nem riscos com as flutuações de mercado associadas. No entanto, as energias renováveis apresentavam ainda importantes desafios a ultrapassar, principalmente o facto de serem tecnologias pouco desenvolvidas e por isso terem custos de investimento superior aos combustíveis fósseis, e também por apresentarem baixas densidades energéticas relativamente a estes. Uma das soluções frequentemente apontada para estes desafios consiste em concentrar os incentivos ao investimento no desenvolvimento de energia renovável, para promover economias de escala e desta forma aumentar o nível de competitividade destas tecnologias no mercado, o que recentemente se tem verificado sobretudo para a energia eólica. Os mecanismos financeiros desenvolvidos no âmbito do Protocolo de Quioto (e.g. Mecanismo de Desenvolvimento Limpo, Implementação Conjunta) constituem exemplos de estratégias internacionais para atrair

investimento em tecnologias renováveis. Nos países industrializados os Sistemas Energéticos Convencionais (SEC) estão consolidados, e por isso, para além dos incentivos ao investimento em FER, vigoram mecanismos taxativos sobre as emissões de GEE, com o objectivo de desincentivar o investimento em combustíveis fósseis. O Comércio Europeu de Licenças de Emissão (CELE) constituiu o primeiro instrumento de mercado intracomunitário de regulação das emissões de GEE. A implementação do Protocolo de Quioto estimulou o crescimento do mercado do carbono, e a par do CELE surgiram novos mercados. Nestes mercados são transacionados créditos de carbono entre empresas que reduzam as emissões de CO₂ com empresas que necessitam destes créditos para não ultrapassar os limites legais estabelecidos.

Era esperado que o estabelecimento do mercado do carbono auxiliasse o desenvolvimento dos SES, ao atribuir às empresas um custo sobre as emissões de GEE, incentivando-as dessa forma a investir em tecnologias renováveis. No entanto, constata-se que o mercado do carbono não tem apresentado os resultados previstos, por culpa da crise financeira de 2008, que fez sobrelotar o mercado com créditos de carbono devido à contração da economia mundial, mas também por factores de desenho estrutural. Consequentemente, o preço dos créditos de carbono baixou até valores próximos de 5€ por unidade (1 unidade = 1 tonelada de CO₂), quando, segundo alguns especialistas (e.g. *Stern Review*), este deveria encontrar-se entre 50€ e 100€ por unidade, ou seja, próximo do custo social da emissão de CO₂ (77€/t), que se refere ao dano presente e futuro causado pela emissão de uma tonelada de CO₂ (e.g. cheias, secas, declínio da produção alimentar, subida do nível médio das águas do mar, etc.) (Stern, 2006). Actualmente os subsídios para a utilização de recursos fósseis superam amplamente os disponíveis para recursos renováveis, tanto nas economias desenvolvidas como nas economias emergentes (IEA, 2014b) Enquanto o preço dos créditos de carbono se mantiver baixo e incentivos avultados sejam atribuídos à exploração de combustíveis fósseis, o sector da produção de energia não terá o estímulo económico necessário para alterar o seu paradigma energético.

O princípio das responsabilidades comuns mas diferenciadas, pilar basilar da UNFCCC, reconhece que a maior parcela das emissões globais, históricas e actuais, de GEE tem origem nos países desenvolvidos. A interpretação deste ponto é extremamente sensível quanto à definição das estratégias de combate às alterações climáticas, sobretudo no que diz respeito às responsabilidades dos países emergentes no combate às alterações climáticas. Profundas dissidências entre alguns blocos de países rodeiam o assunto, o que em termos práticos tem contribuído para atrasar o processo de transição e diluir a consciência de que a acção é urgente.

Apesar da agenda política em curso há mais de quatro décadas, os meios oficiais reconhecem hoje que “*a utilização excessiva dos recursos é a causa principal de vários riscos ambientais, como as alterações climáticas, a desertificação, a desflorestação e a perda da biodiversidade*” (PE, 2015). Quer isto dizer que as soluções pensadas desde a década de 70 do século XX não surtiram o efeito desejado, muito provavelmente porque foram implementadas

sobre um modelo económico que segue em direcção oposta, assente na sociedade de consumo, ou nas palavras do filósofo Gilles Lipovetsky, sociedade de hiperconsumo. A economia global consome o equivalente a 1,5 vezes os recursos do planeta para garantir a produção e absorver os resíduos, e prevê-se que este número atinja o equivalente a duas vezes os recursos do planeta até à década de 2030 (PE, 2015). Durante o século XX, a utilização global de combustíveis fósseis na Europa aumentou 12 vezes, enquanto a extracção de recursos naturais aumentou mais de 34 vezes. Hoje, cada cidadão europeu consome anualmente 16 toneladas de materiais, dos quais 6 toneladas são desperdiçadas, com metade destas a serem enviadas para aterro (BTG, 2014). Verifica-se a rutura de vários ecossistemas devido a fenómenos de poluição local mas sobretudo devido às alterações dos padrões climáticos regionais que trazem consequências imprevisíveis para a comunidade internacional.

A constatação do panorama actual, nas dimensões ambiental, social e económica, marcada pela degradação dos recursos, ergue a necessidade de dissociar o crescimento económico do consumo de recursos naturais. A implementação de SES descentralizados assentes em modelos de economia circular e orientados segundo o conceito de utilização eficiente dos recursos terão um papel central num futuro sustentável.

2.2 Fontes de Energia Renováveis na Europa

O crescimento económico das sociedades modernas está relacionado com a quantidade de energia que utilizam. A União Europeia (UE), berço da sociedade industrial e organizada segundo um modelo económico liberal regista um consumo intensivo de energia. É a região do mundo que mais depende de energia do exterior, com os valores das importações a rondar os 50% (PE, 2015). Os sistemas energéticos Europeus são maioritariamente sustentados por combustíveis fósseis e, em 2012, eram responsáveis por 80% das emissões de GEE no espaço Europeu (EEA, 2014). Estes recursos são importados de vários locais do mundo, alguns dos quais afetados por instabilidade geopolítica, constituindo uma ameaça para a segurança do abastecimento energético da UE. Esta ameaça, a par dos riscos associados à destruição de ecossistemas e às alterações climáticas são dos principais desafios que a EU enfrenta no presente e no futuro. Várias soluções têm sido debatidas ao longo das últimas décadas, contudo os resultados ainda são pouco significativos.

A transição energética em curso na EU, fundamentada nos princípios do desenvolvimento sustentável, é precursora a nível mundial e teve início nos anos 90 com o crescimento do investimento em I&D de FER, levando à criação de condições regulamentares que promoveram a disseminação destas tecnologias. O desenvolvimento da política europeia de energias renováveis foi marcado por vários momentos, entre os quais se destacam o lançamento de alguns documentos-chave. Em 1997, o Livro Branco “*Energia para o Futuro: FER*” lançado pela CE reconheceu o potencial das FER para a produção de energia, e propôs o aumento da quota de FER

dos Estados-Membros de 6% para 12% do total de consumo de energia até 2010 (CE, 1997). Esta meta foi acompanhada pela assinatura do Protocolo de Quito por parte dos Estados-Membros, onde assumiram o compromisso de reduzir a emissão de GEE em, pelo menos, 5,2% em relação aos níveis de 1990 no período entre 2008 e 2012 (UNFCCC, 1998). A Directiva 2001/77/EC foi o documento-chave seguinte, estabelecendo a meta de 21% de electricidade produzida a partir de FER no consumo total de electricidade da Comunidade Europeia em 2010. O documento constata que o potencial de exploração de FER não se encontrava suficientemente aproveitado, e que essa exploração contribuiria para a protecção do ambiente e para o desenvolvimento sustentável. Além disso, foi também referido que a exploração dessas energias poderia gerar novos postos de trabalho a nível local e, por essa via, apresentar impactos positivos ao nível da coesão económica, social e territorial, e por fim contribuir para o aumento da segurança do abastecimento (PE, 2001). Em 2003 foi aprovada a Directiva 2003/30/CE relativa à promoção da utilização de biocombustíveis ou de outros combustíveis renováveis nos transportes, onde ficou determinado que os Estados-Membros deveriam assegurar uma quota de 2% de incorporação de biocombustíveis nos transportes em 2005 e que esta quota deveria aumentar para 5,75% em 2010. Em consonância com os objectivos definidos no que respeitava à produção de energia eléctrica e de biocombustíveis, a UE comprometeu-se a reduzir 8% nas emissões de GEE, em relação aos níveis de 1990, no período compreendido entre 2008 e 2012, de forma a atingir os objectivos propostos no Protocolo de Quioto.

Todas as metas e programas apresentados anteriormente foram entretanto revistos e actualizados. O Roteiro das Energias Renováveis COM(2006)848 preparou o caminho para a nova Directiva relativa à promoção da utilização de energia proveniente de FER, salientando a importância da liderança da UE em matéria de energias renováveis, propondo uma nova meta de energias renováveis no consumo energético da UE em 2020. A Directiva 2009/28/CE relativa à promoção de FER substituiu a Directiva 2001/77/EC e estabeleceu uma nova meta de 20% de energia proveniente de FER no consumo final bruto de energia na UE em 2020. Foram estabelecidas quotas individuais para cada Estado-Membro, e um objectivo mínimo obrigatório de 10% de incorporação de biocombustíveis no consumo de gasolina e gásóleo pelos transportes até 2020. A mesma Directiva promoveu a utilização de FER através do estabelecimento de outras duas metas integradas na estratégia «20-20-20» que visam alcançar em 2020 a redução de 20% de GEE relativamente aos níveis de 1990 e a redução de 20% do consumo de energia primária relativamente à projecção do consumo para 2020, mediante o aumento da eficiência energética (PE, 2009). Mais recentemente, no âmbito do quadro de ação da UE relativo ao clima e energia para 2030, foi definida, em outubro de 2014, a meta vinculativa de pelo menos 27% de FER no consumo total de energia na UE em 2030. Também foi acordada a redução de GEE em pelo menos 80% até 2050, relativamente aos níveis de 1990.

Decorreram sensivelmente duas décadas desde a primeira grande iniciativa da UE em promover a utilização de FER. Desde essa altura vários programas de incentivos foram lançados (e.g. subsídios ao investimento e redução de taxas) e as metas propostas têm sido alcançadas com mais ou menos dificuldade. Actualmente as FER representam cerca de 15% do consumo final de energia na UE, havendo condições para alcançar a meta de 20% estabelecida para 2020. Os resultados aparentam ser positivos, contudo, necessitam de uma avaliação sobre a sua sustentabilidade. Do ponto de vista ambiental, e considerando as preocupações manifestadas pela comunidade científica, as metas são pouco ambiciosas. Ao nível económico, a falta de um modelo consistente que faça a integração das diversas políticas resulta em perdas económicas significativas (e.g. dívida tarifária da electricidade em Portugal). Estes factores têm implicações sobre a dimensão social, que por um lado é prejudicada pelas alterações climáticas, e por outro pelo agravamento das condições económicas, em particular no caso de Portugal. É necessário repensar as estratégias de incentivo ao uso de FER, tendo em conta a experiência obtida nos últimos 20 anos.

2.3 Cenário Energético Português

Portugal dispõe de uma grande diversidade e abundância de recursos energéticos renováveis, no entanto, o petróleo e derivados têm sido ao longo das últimas décadas a fonte de energia mais utilizada (APA, 2014). Apesar da dependência energética ter diminuído ligeiramente desde 2005, em 2013 Portugal importou 71,5% da energia total consumida. Além disso, é um dos países da UE-28 com valores de intensidade energética mais elevados: 146,5 tep/10⁶ euros de PIB a preços de 2005, enquanto a média da UE-28 foi de 143,2 tep/10⁶ euros de PIB a preços de 2005 (APA, 2014). As importações têm apresentado tendência decrescente, contudo, o peso dos produtos petrolíferos na balança comercial tem aumentado: a importação de produtos petrolíferos em 1998 representava 6% do total das importações, valor que cresceu para 15,5% em 2007 (S. Ferreira, N. A. Moreira, & E. Monteiro, 2009).

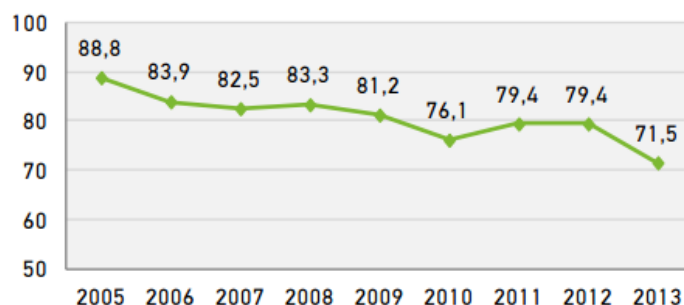


Figura 2 - Dependência energética em percentagem. Adaptado de (APA, 2014)

2.3.1 Estratégia Nacional para a Energia

A estratégia Portuguesa relativa à energia proveniente de FER está orientada segundo as políticas da UE anteriormente descritas. A documentação oficial comunitária é transposta ou

adaptada à legislação nacional onde são definidas as metas e as orientações específicas. A estratégia nacional para a energia foi estabelecida inicialmente na Resolução do Conselho de Ministros n.º 63/2003 e posteriormente actualizada pela Resolução do Conselho de Ministros n.º 169/2005 e Resolução do Conselho de Ministros n.º 50/2007. A Directiva FER (2009/28/CE) foi transposta parcialmente pelo Decreto-Lei n.º 141/2010, de 31 de dezembro, que por sua vez foi alterado pelo Decreto-Lei n.º 39/2013, de 18 de março, onde ficaram definidas as seguintes metas de utilização de FER até 2020:

- Meta de 31% (média EU - 20%) para a quota de energia proveniente de FER no consumo final de energia em 2020, incluindo não só a produção de electricidade mas também o aquecimento/arrefecimento e os transportes;
- Meta de 55% para a quota de electricidade proveniente de FER.

As medidas específicas foram apresentadas no Plano Nacional de Acção para as Energias Renováveis (PNAER) submetido à Comissão Europeia ao abrigo da Directiva FER. Pela sua relação com as energias renováveis e importância no panorama da estratégia energética nacional é pertinente referir o Plano Nacional de Acção da Eficiência Energética (PNAEE) definido na Resolução do Conselho de Ministros n.º 80/2008, e no sector dos edifícios o Regulamento das Características de Comportamento Térmico dos Edifícios (RCCTE) aprovado pelo Decreto-Lei n.º 80/2006 e o Regulamento dos Sistemas Energéticos e de Climatização dos Edifícios (RSECE) publicado no Decreto-Lei n.º 79/2006.

Estes planos foram recentemente atualizados com o objectivo de dinamizar as medidas e concretizá-las de forma mais efectiva. Uma das principais novidades foi a integração do PNAEE e do PNAER, antes tratados de forma independente, a qual, segundo a ADENE, *“permite uma ação concertada para o cumprimento dos objetivos nacionais e europeus, minimizando o investimento necessário e aumentando a competitividade nacional. A integração tem por base o alinhamento dos respetivos objetivos em função do consumo de energia primária e da necessária contribuição do setor energético para a redução de emissões de gases com efeito de estufa* (ADENE, 2015). O PNAEE 2020 e o PNAER 2020 constituem os principais instrumentos de planeamento que estabelecem o modo de alcançar as metas e os compromissos internacionais assumidos por Portugal em matéria de eficiência energética e de utilização de energia proveniente de FER. As metas estipuladas nas versões revistas são as seguintes:

- Para o período 2013-2016 o PNAEE 2016 estima uma redução do consumo energético de aproximadamente 8,2%, relativamente à média do consumo final de energia verificada no período entre 2001 e 2005 e para 2020 a redução do consumo de energia primária em 25%, relativamente à projeção do consumo para o mesmo ano;
- O PNAER 2020 define a meta de 35% para a utilização de energia proveniente de FER no consumo final bruto de energia e 10% para consumo energético nos transportes. Prevê também a incorporação de 59,6% de energia renovável na eletricidade até 2020.

Na tabela 1 são apresentadas as metas estabelecidas por Portugal em matéria de energia e as estabelecidas pela UE em matéria de energia e alterações climáticas.

Tabela 1 - Metas estabelecidas por Portugal e pela UE em matéria de energia e alterações climáticas

PNAER 2020 – Plano Nacional de Acção para as Energia Renováveis	
35%	Quota de energia proveniente de FER no consumo final bruto de energia
25%	Quota de redução no consumo de energia primária
59,6%	Quota de electricidade proveniente de FER
Metas da UE para Portugal em 2020	
20%	Quota de redução das emissões de GEE relativamente aos níveis de 1990
20%	Quota de energia proveniente de FER no consumo final bruto
20%	Quota de redução do consumo de energia primária
Metas da UE para Portugal em 2030	
40%	Quota de redução de emissões de GEE relativamente aos níveis de 1990
27%	Quota de energia proveniente de FER no consumo final bruto
27%	Aumento da eficiência energética
15%	Aumento nas interligações elétricas

2.3.3 Indicadores

2.3.3.1 Energia eléctrica, primária e final

De acordo com os indicadores divulgados pelas instituições oficiais, as políticas desenvolvidas têm apresentado resultados positivos, principalmente no que diz respeito à produção de electricidade (DGEG, 2015).

A produção de energia eléctrica a partir de FER aumentou 123% em Portugal entre 2005 e 2012, ano em que Portugal foi o quarto país da UE com maior incorporação de FER na produção de energia eléctrica (DGEG, 2015). Em 2005 as FER contribuíram com 15% da produção de energia eléctrica, valor que em 2014 aumentou para 50,5%, de acordo com a metodologia da Directiva FER (DGEG, 2015). A produção de electricidade a partir de FER atingiu em 2014 os 32400 GWh relativa a uma potência instalada de 11689 MW (DGEG, 2015), com 10% da electricidade produzida a partir de biomassa (APA, 2014). A potência instalada tem aumentado continuamente: até ao final de 2014 foram licenciados, no Continente, 13 848 MW de instalações electroprodutoras a partir de FER (DGEG, 2015).

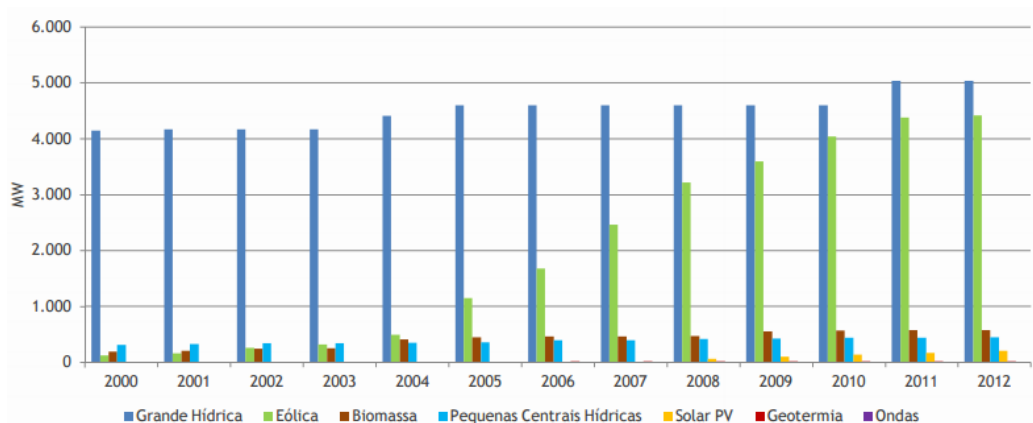


Figura 3 - Evolução da potência renovável instalada em Portugal. Adaptado de APREN, 2013.

O contributo das FER no consumo de energia primária em 2013 foi de 24% (DGEG, 2015). A biomassa é a fonte renovável que mais contribui para o consumo de energia primária e final, com quotas globais de 13,3% e 6,6%, respectivamente (DGEG, 2015).

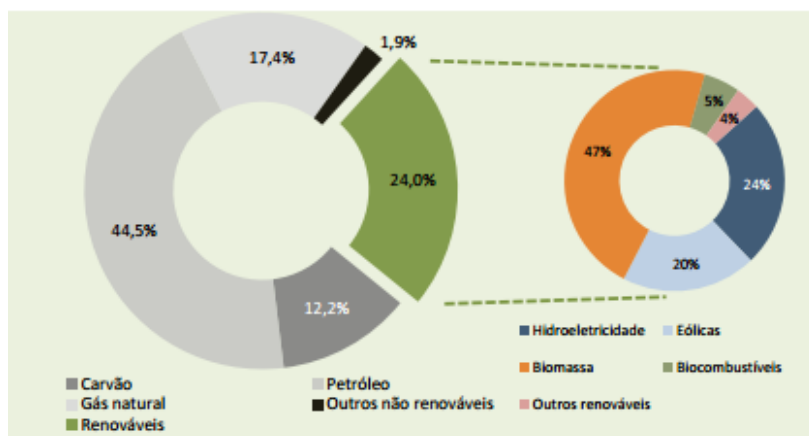


Figura 4 - O contributo das FER no consumo de energia primária em 2013. Adaptado de (APA, 2014)

A incorporação de FER no consumo de energia final em 2013 foi de 29%, para a qual a biomassa contribuiu com 48%, a hidroeletricidade com 23%, a eólica com 20% e os biocombustíveis com 6% (APA, 2014).

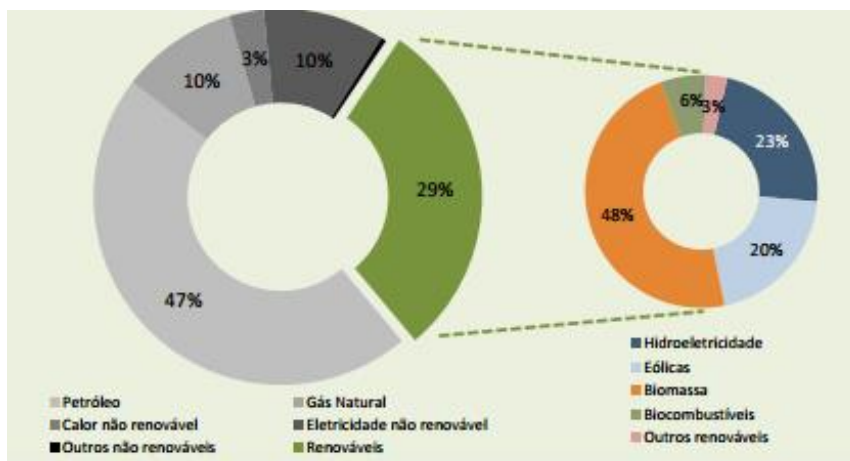


Figura 5 - O contributo das FER no consumo de energia final em 2013. Adaptado de (APA, 2014)

2.3.3.2 Emissões de GEE

O processo de “descarbonização” da economia, por outras palavras, o processo de redução do CO₂ emitido por cada unidade de riqueza produzida, teve início em 2005 em sintonia com a implementação das políticas energéticas anteriormente descritas. A maior parcela das emissões de GEE em Portugal tem origem no sector da produção de energia, em especial na combustão de combustíveis fósseis para a produção de electricidade. Os sectores da produção de energia (i.e. centrais termoeléctricas e refinarias de petróleo), transporte e grande indústria são os que representam a maior quota de emissões (Sérgio Ferreira et al., 2009). Embora Portugal tenha ultrapassado o limite de emissões permitido pela primeira fase do protocolo de Quioto, em 2012 situou-se entre os países com melhor desempenho na redução das emissões de CO₂, revelando uma das mais baixas capitações entre os países da UE-28, ocupando o sexto lugar, com um valor de 6,52 toneladas de CO₂ equivalente por habitante (valor médio da UE-28: 8,98) (APA, 2014). Portugal foi recentemente considerado o quarto melhor país do mundo em política climática, de acordo com o *Climate Change Performance Index* (CCPI), numa lista de 58 países que no total são responsáveis por mais de 90% das emissões de GEE (APA, 2014). Relativamente à intensidade carbónica, em 2012, Portugal emitiu 0,454 kgCO₂eq por euros de PIB a preços constantes de 2005, evidenciando uma tendência decrescente desde 2005 mas ainda apresentando um valor acima da média da UE-28 (0,387 kgCO₂eq por euros de PIB a preços constantes de 2005). Quer isto dizer que, relativamente às emissões de GEE, o esforço para desenvolver políticas tem sido grande, mas a sua aplicação não tem tido a eficácia desejada.

2.3.4 A dívida tarifária da electricidade

A evolução positiva da quantidade de electricidade produzida e consumida a partir de FER apresentada na secção anterior tem tido um impacto positivo do ponto ambiental, contudo, está a gerar contrapartidas económicas negativas devido ao enquadramento jurídico desenhado para a definir os preços da electricidade. A dívida tarifária da electricidade é o resultado da decisão política tomada pelo Governo em 2006 de não permitir que, num ano, os preços da electricidade reflitam os seus custos, limitando os aumentos de preço a um tecto administrativo arbitrário e obrigando os consumidores futuros a pagar, com juros, a electricidade que é consumida nesse ano. Ou seja, a introdução de preços administrativos não correspondentes aos custos reais fez com que, desde então, todos os anos, os preços sejam manipulados e a dívida seja acumulada para o futuro, com o consumidor a ser o principal prejudicado - 2,5% da fatura actual são custos referentes aos juros dos défices dos últimos 5 anos. A dívida não é apenas resultado da produção de electricidade renovável como pode ser visto pela figura 6, e foi especialmente agravada, em 2 mil milhões de euros, nos anos 2008 e 2009, com a escalada do preço do petróleo e o seu impacto nos custos de outras matérias-primas, como o gás natural, com repercussões nos preços da produção de energia eléctrica. Posteriormente, a grande utilização de FER com tarifas subsidiadas (acima do

preço grossista da eletricidade), com a construção de grandes parques eólicos e solares, centrais hidroeléctricas, unidades de cogeração e CTBF, levou ao registo de elevados custos.

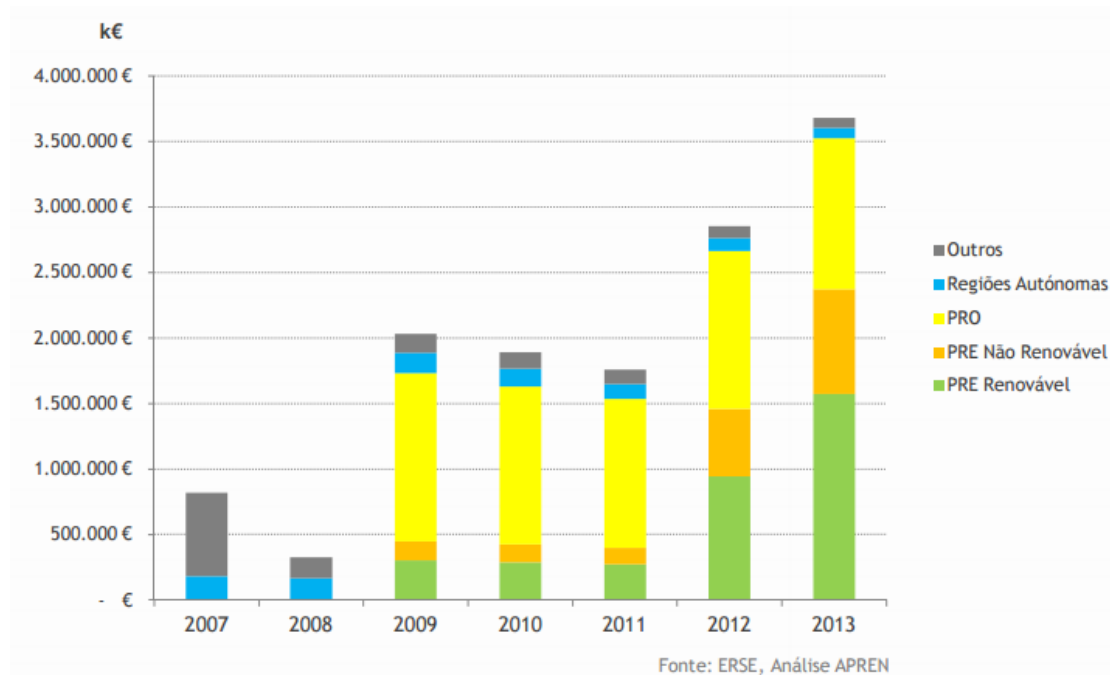


Figura 6 - Divisão da dívida tarifária da electricidade por rubrica em milhares de euros. Fonte: ERSE, 2014

O custo administrativo foi definido por forma a ser o mais próximo possível com o custo real. Contudo, durante a concepção dos projectos alguns pontos foram negligenciados, tais como a natureza estocástica das energias eólica e solar, a quantidade de recursos disponíveis no caso da biomassa florestal e, especialmente, a insustentabilidade da construção de novas barragens, do ponto de vista social, ambiental e económico. É importante constatar que no quadro das FER a produção de energia hidroeléctrica é a que tem gerado mais controvérsia no panorama nacional devido aos impactos ambientais cumulativos causados pelas barragens existentes e cujas medidas de compensação normalmente são insuficientes para restabelecer o equilíbrio dos ecossistemas. Adjuva-se o Plano Nacional de Barragens e a Barragem do Sabor cujos impactos cumulativos sobre as bacias hidrográficas não foram devidamente estudados interferindo sobre as medidas de minimização de impactos e estudo de alternativas viáveis (GEOTA, 2015). A abordagem deste tipo de energia hidroeléctrica enquanto energia sustentável está a ser actualmente contestada pela comunidade científica devido aos impactos negativos sobre os ecossistemas, inclusivamente na redução nas emissões de GEE.

As falhas no planeamento de alguns destes centros electroprodutores são devidas a opções políticas mal concebidas, tal como a disponibilização de incentivos desproporcionais a tecnologias que não constituem a opção mais sustentável. As CTBF são um bom exemplo de uma decisão política errada. Com o actual esquema de processo apenas produzem electricidade e situam-se entre os produtores renováveis ou não renováveis com piores eficiências eléctricas, o que reforça o seu contributo para a dívida tarifária da electricidade.

A dívida tarifária da eletricidade situa-se hoje perto dos 4,7 mil milhões de euros, dos quais 1,77 mil milhões de euros correspondem ao serviço da dívida (juros). Isto significa que os preços da energia eléctrica vão obrigatoriamente subir com o processo de liquidação da dívida (Prado, 2015). Segundo a ERSE, as tarifas eléctricas que os consumidores pagarão em 2016 acomodam um serviço de dívida de quase 1,8 mil milhões de euros. No final de 2016, Portugal terá ainda 4 mil milhões de euros de dívida tarifária que os consumidores de eletricidade terão de pagar nos anos seguintes, o que vai resultar em novos aumentos tarifários pelo menos até 2020. Segundo as projeções feitas pela Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE), a completa eliminação da dívida tarifária hoje existente no sector eléctrico poderá apenas ser conseguida no ano 2024, no entanto, isso estará dependente, de vários fatores que não são totalmente controláveis pelo Governo e pelo regulador.

2.4 Biomassa para Energia

2.4.1 Definição

A biomassa é definida na legislação europeia como a “*matéria orgânica biodegradável e não fossilizada originada a partir de plantas, animais e micro-organismos. Inclui produtos, subprodutos e resíduos da agricultura, floresta e indústrias relacionadas, bem como a fracção orgânica biodegradável e não fossilizada de resíduos industriais e municipais*” (PE, 2009).

A biomassa pode ser diferenciada segundo o sector de actividade onde é produzida: florestal, agrícola, agropecuária (animal), resíduos sólidos urbanos (RSU), lamas das estações de tratamento de águas residuais e efluentes da indústria alimentar e seus derivados. Quando é utilizada para fins energéticos é tradicionalmente designada por combustível (S. Ferreira et al., 2009). As maiores fontes de biomassa para energia são as florestas de curta rotação, culturas energéticas, resíduos e subprodutos da produção agroflorestal e resíduos de processos municipais e industriais (Lopes *et al.*, 2013).

2.4.2 Sustentabilidade do recurso

A biomassa é uma forma de energia atípica, diferenciando-se das outras FER ao nível tecnológico, socioeconómico e ambiental. Em termos tecnológicos, as principais diferenças dizem respeito à diversidade de formas susceptíveis de conversão energética, às interligações com outras áreas, onde serve de matéria-prima para vários fins, e às soluções de armazenamento (S. Heidenreich & P. U. Foscolo, 2015). A diversidade de formas permite uma grande versatilidade na conversão possibilitando a produção de electricidade, calor, gás e combustíveis líquidos. O armazenamento é assim facilitado, proporcionando um maior número de opções energéticas e maior segurança no abastecimento, sem implicar custos elevados, ao contrário do que acontece com a energia eólica, solar e hídrica. Relativamente aos combustíveis fósseis, apresenta uma densidade energética bastante mais baixa (10-20 MJ/kg contra 35-45 MJ/kg), sendo por isso,

essencialmente útil em pequenas aplicações descentralizadas (S. Ferreira et al., 2009). Ao nível socioeconómico contribui para a promoção de estruturas económicas que estimulam o emprego não qualificado nas comunidades rurais (e.g. limpeza de matos em zonas de minifúndio), e para o aumento do rendimento de vários sectores de actividade (e.g. agricultura, florestas, pasta e papel) onde seja viável a valorização energética dos resíduos gerados, evitando os seus custos de deposição (Lopes *et al.*, 2013). Os principais benefícios ambientais estão relacionados com a diminuição do risco de incêndio, a redução das emissões de GEE (principalmente CO₂) em relação aos combustíveis fósseis, embora possa também contribuir para o restauro de solos degradados, redução da lixiviação de fertilizantes e redução do uso de pesticidas em sistemas agroflorestais, em terrenos onde o modo de cultivo intensivo seja substituído por modos de cultivo sustentáveis (e.g. agricultura biológica, agricultura integrada) (S. Ferreira et al., 2009). Por fim, a menor dependência da variabilidade climática de curto prazo é uma vantagem sobre as outras FER, enquanto, a maior dispersão territorial representa uma vantagem tanto em relação às outras FER como em relação aos combustíveis fósseis (Johnson, 2014). Estes benefícios ambientais são obtidos quando a biomassa é utilizada de forma sustentável, tendo em conta as várias fases da cadeia de biomassa para energia, desde a produção até ao uso final como combustível.

Na UE foram implementadas medidas com o objectivo de garantir que a conversão energética da biomassa emita aproximadamente a mesma quantidade de CO₂ que absorveu da atmosfera durante a fase de crescimento, não contribuindo assim para o aumento da concentração de CO₂ na atmosfera (S. Ferreira et al., 2009). Os critérios de sustentabilidade adotados para a produção de biocombustíveis são exemplo dessas medidas. Actualmente estão a ser discutidos a implementação de critérios semelhantes para outros tipos de biomassa destinados à produção de produtos energéticos. Ao garantir a neutralidade de emissões, a biomassa é enquadrada como opção energética renovável, viabilizando a sua exploração em grande escala. Os críticos desta abordagem apontam vários problemas, particularmente, relativos à biomassa de proveniência florestal. Os sistemas de gestão florestal tem sido acusados de avaliações ambíguas no que diz respeito à avaliação integrada dos impactes ambientais na cadeia de biomassa para energia (Lopes *et al.*, 2013). A gestão insustentável da floresta pode originar conflitos de interesse (e.g. escassez de matéria-prima) entre sectores consumidores de biomassa, nomeadamente os sectores da agricultura, florestas, processamento de comida, polpa e papel, indústria transformadora da madeira e o sector da produção de energia (S. Ferreira et al., 2009). Além disso, a falta de integração planeada entre processos pode levar à emissão de maiores quantidades de GEE por unidade de energia produzida relativamente aos combustíveis fósseis, o que é indesejável a todos os níveis (Johnson, 2014).

A definição de parâmetros reguladores consolidados pelos progressos tecnológicos e científicos que permitam a harmonização dos programas estabelecidos para a exploração

sustentável de áreas florestais e produção de biocombustíveis é fundamental de forma a evitar os efeitos negativos da exploração de biomassa para energia.

2.4.3 Biomassa para energia na UE

A UE tem estimulado a utilização de biomassa através de várias políticas. O Plano de Acção para a Biomassa de 2005 reconhece à biomassa as vantagens anteriormente descritas e estabelece várias medidas para promover a biomassa no sector do calor, electricidade e transportes, neste último a par da introdução da Estratégia para os Biocombustíveis (Viana, Cohen, Lopes, & Aranha, 2010). Com o desenvolvimento destas políticas assistiu-se à revitalização do mercado da biomassa. Actualmente representa na UE 64,1% da produção de energia renovável primária e prevê-se que a contribuição para o consumo final de energia seja de 12% em 2020 e 15-16% em 2030, com um aumento significativo nos valores absolutos (Johnson, 2014). A biomassa corresponde a 18,4% da energia eléctrica produzida a partir de fontes renováveis na EU (EuObserver, 2014). É o maior contribuinte renovável na produção energética, representando 54,5% da meta de energia renovável para 2020 (electricidade, calor e transportes) de acordo com os PNAER submetidos pelos Estados-Membros à Comissão Europeia (Uslu, van Stralen, Beurskens, & Dalla Longa, 2012). Por fim é referido que, caso as metas para a biomassa dos PNAER de cada Estado-Membro sejam atingidas a emissão de 500 MtCO₂eq será evitada, em comparação com emissões que resultariam de SEC, o que corresponde a 11% do volume total de emissões de GEE nos EU-27 em 2010.

A produção de energia primária a partir de biomassa sólida aumentou 6,1% entre 2012 e 2013 na EU-28 e situa-se agora nos 91,5 Mtoe (EUObserver, 2014). O consumo de calor a partir de biomassa sólida foi de 71,7 Mtoe e a electricidade produzida foi de 81,7 TWh. Estes valores evidenciam a importância estratégica da biomassa no contexto energético da UE, e permitem perceber que uma parte muito significativa da solução para os desafios que a Europa enfrenta está assente na exploração sustentável deste recurso (Uslu *et al.*, 2012).

2.4.4 Biomassa para energia em Portugal

Em Portugal, tal como aconteceu no resto da Europa, o interesse pelo uso da biomassa para energia ressurgiu em força nas últimas duas décadas e pode ser explicado por factores tecnológicos, políticos e ambientais.

Primeiro, os desenvolvimentos tecnológicos relacionados com o aumento da eficiência de conversão energética de resíduos orgânicos e a diminuição do custo de produção de culturas energéticas tornaram a biomassa competitiva entre as FER no mercado português. Segundo, a política agrícola comum (PAC) da UE em vigor nos anos 80, contribuiu para o aumento da disponibilidade de terrenos ao apostar na atribuição de incentivos ao abandono da agricultura como forma de reduzir os produtos excedentes no mercado Europeu. Por um lado, estas políticas abriram oportunidades ao sector da biomassa agrícola (e.g. cultivo de girassol para produção de

biodiesel), sobretudo após a reforma da PAC de 1992 quando alguns dos terrenos abandonados foram ocupados, encorajados pela atribuição de incentivos europeus para o cultivo de produtos não-alimentares. Por outro lado, prejudicaram o sector da biomassa florestal porque contribuíram para a depopulação das áreas rurais, levando à diminuição dos indivíduos envolvidos em actividades de silvicultura (ICNF, 2010).

Actualmente, os factores que mais despertam o interesse na utilização de biomassa para produção de energia são a elevada dependência energética do País, os riscos associados às alterações climáticas e os graves distúrbios nos ecossistemas provocados pela excessiva utilização de combustíveis fósseis (S. Ferreira et al., 2009).

Em Portugal cerca de 50% da produção renovável provém da biomassa. Em 2013, 57% da biomassa foi transformada noutras formas energéticas, principalmente em centrais termoeléctricas e em centrais de cogeração (DGEG, 2015). O consumo de energia primária a partir da biomassa sólida registou no mesmo ano um valor de 2,347 Mtoe e o calor consumido pelo utilizador final (quantidade de combustível consumido para produção de calor) registou-se nos 1,829 Mtoe (EUObserver, 2014). A produção de energia primária a partir de RSU foi de 96,7 ktoe em 2013 e a produção de electricidade foi de 286,0 GWh. A produção de energia primária a partir de biogás em 2013 foi de 65,3 ktoe e a produção de electricidade correspondeu a 248,9 GWh (EuObserver, 2014). Em 2014, a produção de biocombustíveis representou cerca de 340779 t/ano de biodiesel (49,19 GWh, biodiesel PCS de 40.1 MJ/kg) (EurObserver, 2014). Para o mesmo ano, a produção de energia eléctrica a partir de biomassa sólida foi de 2487 GWh, dos quais 1724 GWh foram produzidos em centrais de cogeração e 762 GWh nas CTBF. Dados provisórios relativos a 2015 apontam para um pequeno aumento da energia produzida, registando um total de 2503 GWh, com 1736 GWh produzidos em centrais de cogeração e 768 GWh nas CTBF (DGEG, 2015).

Tabela 2 - Produção anual de energia eléctrica a partir de biomassa sólida em 2014 e 2015 (GWh)

Ano	Centrais de Cogeração	CTBF	Total
2014	1724	762	2487
2015	1736	768	2503

Em 2014 a potência instalada correspondia a 557 MW, verificando-se uma ligeira diminuição relativamente a 2013. Destes, 434 MW são relativos a centrais de cogeração e 123 MW a CTBF. A potência licenciada no continente para o mesmo período correspondia a 713 MW, com as centrais de cogeração a representar 498 MW e as CTBF os restantes 215 MW. A região centro é onde mais energia se produz a partir de biomassa: conta com uma potência instalada de 437 MW e é responsável por 63% da produção de energia eléctrica a nível nacional (DGEG, 2015).

Tabela 3 - Potência instalada e licenciada para consumidores de biomassa sólida em 2014 (MW)

Potência	Cogeração	CTBF	Total
Instalada	434	123	557
Licenciada	498	215	713

2.5 Tecnologias de Conversão Termoquímica

Os processos de conversão de biomassa são normalmente selecionados com base nos seguintes factores: a forma final de energia desejada, as normas ambientais, o tipo e quantidade de biomassa disponível em cada região, os factores específicos do projecto e as políticas governamentais. Contudo, é a forma sob a qual a energia é necessária que decide o tipo de processo, seguida pelos tipos e quantidades disponíveis de biomassa.

Normalmente, os processos de conversão de biomassa são subdivididos em três processos tecnológicos. Primeiro, a decomposição termoquímica, adequada para materiais herbáceos com baixo conteúdo em humidade, tais como, resíduos de pequenos grãos, resíduos da indústria da madeira e vegetação que não sirva a indústria da madeira. Segundo, a conversão bioquímica, adequada para plantas herbáceas com elevado conteúdo em humidade (e.g. vegetais, cana de açúcar, beterraba, milho, sorgo), culturas marinhas e estrumes. Dentro da conversão termoquímica existem quatro processos comercialmente disponíveis: combustão, pirólise, gasificação e liquefação. Os processos de conversão bioquímicos são dois: digestão anaeróbia (biogás) e a fermentação (etanol). Por último, a conversão mecânica, sobretudo utilizada no processo de produção de biodiesel, com a extração mecânica de plantas oleaginosas (Gebreegziabher et al., 2014).

Os resíduos de biomassa são tradicionalmente convertidos em potência mecânica, calor, combustíveis líquidos ou gasosos. O processo de combustão é o mais utilizado, mas processos alternativos e que apresentam maiores eficiências (e.g. carvão e biomassa), como a co-combustão ou a gasificação, estão cada vez mais em uso. A eficiência de conversão do processo depende dos produtos finais. Em centrais termoeléctricas, a eficiência da combustão de biomassa para a produção de electricidade varia entre 20 e 30%, mas se a produção de electricidade for combinada com a produção de calor, a eficiência pode subir para valores entre 80-100% em centrais com potências nominais entre 1 e 10 MW (S. Heidenreich & P. Foscolo, 2015). Nos próximos parágrafos são descritos os principais processos termoquímicos para a conversão de biomassa.

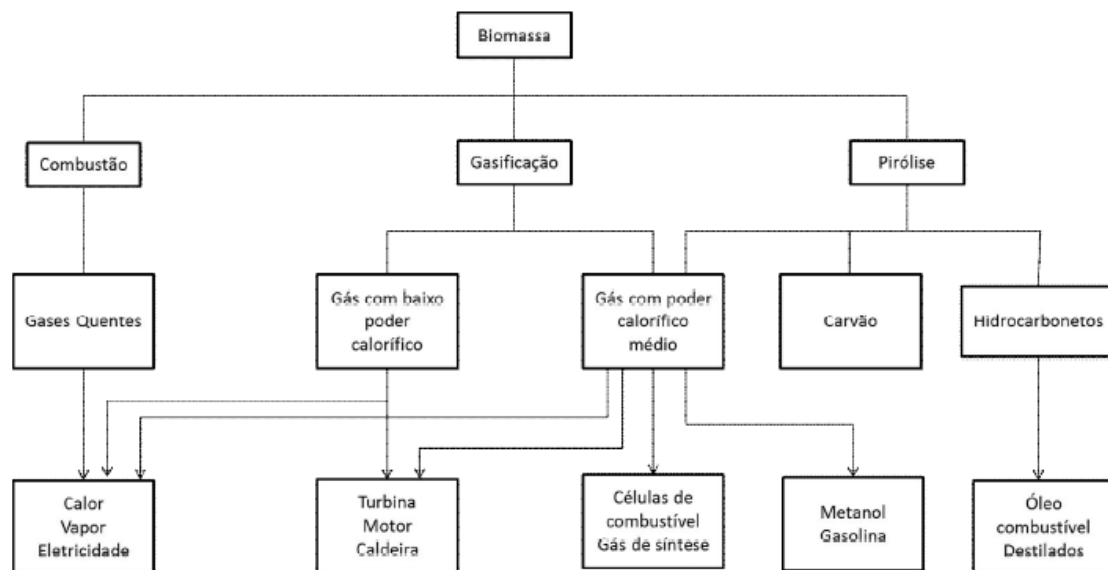


Figura 7 - Vias para a conversão energética da biomassa. Adaptado de (Teixeira, 2013)

2.5.1 Combustão

A combustão é amplamente utilizada para converter a energia química armazenada na biomassa em potência mecânica, calor, ou electricidade, através do uso de diversas tecnologias, como por exemplo fogões, fornalhas, caldeiras, turbinas a vapor, turbogeradores, etc. A combustão de biomassa produz gases quentes a temperaturas entre os 400-500 °C, sendo possível utilizar qualquer tipo de biomassa como combustível, contudo, este processo é rentável para combustíveis com humidade inferior a 50% (S. Heidenreich & P. Foscolo, 2015). As aplicações de combustão podem ser divididas em pequena e grande escala. Para pequenas aplicações em cozinhas domésticas e aquecimento de espaços residenciais, as perdas por transferência de calor são mais elevadas do que nas aplicações de grande escala. Tipicamente, as aplicações de grande escala são centrais industriais com potências nominais no intervalo de 1-400 MW, onde é possível utilizar vários tipos de biomassa (RSU, RBF) para produzir vapor. Para centrais de combustão a biomassa a eficiência de conversão varia entre 20% a 40%. As maiores eficiências são obtidas com sistemas acima de 100 MWe ou quando é utilizada biomassa em regime de co-combustão em centrais a carvão. A combustão para aquecimento doméstico é uma aplicação clássica em Portugal. A madeira utilizada em lareiras e pequenas fornalhas em casas particulares apresenta baixa eficiência, contudo, os sistemas avançados de combustão (e.g. caldeira a *pellets*) podem obter eficiências entre 70-90% com emissões muito baixas (Viana *et al.*, 2010).

A co-combustão é uma solução viável considerando que capitaliza o grande investimento em infraestruturas associadas aos SEC, e ao mesmo tempo reduz a emissão dos poluentes tradicionais (e.g. CO₂, NO_x). Em alguns países a co-combustão tem sido empregada como forma de evitar o investimento em equipamento adicional de limpeza de gases de combustão, o que seria

obrigatório caso o combustível fosse constituído apenas por carvão. A percentagem de biomassa no combustível pode atingir os 10% em praticamente todas as centrais a carvão sem que isso implique grandes modificações. As consequências na performance e manutenção das caldeiras são muito limitadas o que faz da co-combustão uma opção muito atrativa. Várias centrais têm capacidade para funcionar em regime de co-combustão, o que tem fomentado o interesse em aumentar a quota de biomassa até 40% (S. Heidenreich & P. Foscolo, 2015).

2.5.2 Pirólise

O processo de pirólise converte a biomassa numa fracção líquida, gasosa e sólida a temperaturas a rondar os 500 °C na ausência de oxigénio ou através da combustão parcial com alimentação limitada de oxigénio. O processo pode ser ajustado para favorecer a obtenção de *charcoal* (carvão vegetal), gás de pirólise ou metanol com uma eficiência *fuel-to-feed* de 95.5%. Também pode ser utilizada para produzir *bio-oil* num processo conhecido como pirolise rápida. Com esta técnica é possível obter uma grande quantidade de combustível líquido através do uso de biomassa de calibre muito fino exposta a altas temperaturas por um período de tempo muito curto (aproximadamente 1 segundo) e depois rapidamente arrefecida. Este processo é cuidadosamente controlado de forma a serem obtidos elevados rendimentos de líquido. Resumindo, as principais características do processo de pirólise rápida são: taxas muito altas de aquecimento e transferência de calor que requerem que a biomassa alimentada seja finamente moída; reacção de pirólise cuidadosamente controlada a cerca de 500 °C na fase de vapor, com curto período de residência do vapor que tipicamente será inferior a 2 segundos; rápido arrefecimento dos vapores de pirólise para dar origem ao produto *bio-oil*.

A pirólise tem recebido crescente atenção como passo de pré-tratamento para transporte de *bio-oil* a longas distâncias, que poderá depois ser convertido noutro produto, como por exemplo, produção de electricidade ou gasificação para a produção de gás de síntese.

2.5.3 Gasificação

A gasificação de forma geral pode ser definida como a conversão de um material carbonáceo sólido num produto combustível gasoso através do abastecimento de um agente de gasificação a altas temperaturas, normalmente no intervalo de 800-900 °C, de forma a otimizar a produção do gás desejado. A gasificação é uma tecnologia chave para a conversão termoquímica de biomassa porque oferece uma elevada flexibilidade quanto ao combustível, assim como quanto à diversidade de produtos energéticos. À partida, todos os tipos de biomassa podem ser convertidos por processos de gasificação em gás de síntese. A partir do gás de síntese os mais diversos produtos energéticos podem ser produzidos: calor, potência mecânica, biocombustíveis, biometano, e produtos químicos (S. Heidenreich & P. Foscolo, 2015). O produto final (gás de síntese) contém basicamente monóxido de carbono (CO), hidrogénio (H₂), dióxido de carbono (CH₄), metano (CH₄) e concentrações vestigiais de hidrocarbonetos pesados, gases inertes e

contaminantes (partículas de carbonizado, cinzas e *tar*). Outras impurezas do gás de síntese são tipicamente os compostos sulfurosos (e.g. H_2S , COS), cloreto de hidrogénio, elementos alcalinos e amónia. A formação de *tar* é um dos grandes problemas na gasificação de biomassa. A condensação de *tar* a baixas temperaturas pode, por um lado, causar o entupimento ou o bloqueio dos canos, filtros, catalisadores e motores, e por outro, baixar o rendimento de formação de gás de síntese e o potencial calorífico do gás. A remoção de *tar* tem sido objecto de estudo por parte de muitos investigadores que desenvolveram medidas primárias e secundárias para o reduzir (S. Heidenreich & P. Foscolo, 2015).

A gasificação de biomassa tem sido utilizada para promover o aumento de eficiência e reduzir os custos de investimento da produção de electricidade a partir de biomassa. As centrais de gasificação podem ser distinguidas consoante o tipo de reactor, tipo de fornecimento de calor (directo ou indirecto) para as reações endotérmicas, meio de gasificação, e taxa de pressurização do reactor. Tipicamente, um sistema de gasificação é composto por três elementos fundamentais: o gasificador (reactor), o sistema de limpeza de gases de exaustão e o sistema de recuperação de energia. Existem três tipologias principais de reactor: leito fixo (cama agitada ou cama fixa), leito fluidizado (borbulhante ou circulante) e fluxo arrastado. O sistema completa-se com os subsistemas utilizados para controlo dos impactos ambientais.

De forma a promover a utilização de gasificação de biomassa, é necessário o desenvolvimento de conceitos avançados para maximizar o rendimento do gás de síntese, otimizar a qualidade do gás, aumentar a pureza do gás, aumentar a eficiência global do processo e melhorar a viabilidade económica através da redução dos custos de produção e de implementação (S. Heidenreich & P. Foscolo, 2015)

2.6 Potencial de Biomassa para Energia

O conhecimento do potencial de biomassa para energia é fundamental para o desenvolvimento de políticas que se compatibilizem com o modelo de desenvolvimento sustentável. Apesar disso, em Portugal são poucas as estimativas relativas à disponibilidade potencial e efectiva dos diversos tipos de biomassa, o que dificulta o planeamento e causa dúvidas sobre a hierarquização da acção. Nas próximas secções são apresentadas as principais estimativas recolhidas na literatura de referência.

As estimativas presentes nesta secção não incluem a biomassa florestal, sendo este ponto tratado no próximo capítulo com o detalhe pretendido. Nesta secção são apresentadas as estimativas da disponibilidade potencial de todos os outros sectores da biomassa para energia: animal, agrícola, água residual, RSU e culturas energéticas.

2.6.1 Estimativa do potencial de Biomassa para energia

O estudo mais completo relativo ao potencial de biomassa para energia foi desenvolvido por *Ferreira et al.* e inclui estimativas para os sectores da agropecuária, floresta, RSU, lamas das estações de tratamento de águas residuais e efluentes da indústria alimentar e seus derivados (e.g. subprodutos de origem animal dos matadouros, da indústria de lacticínios e de explorações de bovinos, suínos e aves) (S. Ferreira et al., 2009).

Tabela 4 - Potencial de produção de energia a partir de biomassa de origem animal. (S. Ferreira et al., 2009)

Fonte	Biogás/ano (10^3 m^3)	GWh/ano*
Suicultura	76755	420
Matadouros	6000	35
Bovinos	34310	186,6
Avicultura	78433	431,6
TOTAL	195498	1073,2

*energia primária

O valor obtido para o potencial disponível de biomassa de origem animal é de 1073 GWh/ano, incluindo apenas as instalações com o mínimo de 50 vacas e suiniculturas com 200 ou mais porcos produtivos. São contabilizados os valores da suicultura, matadouros, bovinos e avicultura.

A estimativa para o sector da biomassa agrícola inclui produtos e resíduos da actividade agrícola (e.g. cereais, forragens, produtos amiláceos, oleaginosas, produtos fibrosos e lenhosos, efluentes de pecuária) que podem ser convertidos por diversos processos (e.g. termoquímicos – gasificação ou combustão; e bioquímicos - fermentação) em combustíveis (e.g. etanol, biodiesel, hidrogénio), energia eléctrica, calor, e uma vasta gama de materiais, desde plásticos, adesivos, tintas, detergentes, produtos farmacêuticos, algodão, linho, etc. (ICNF, 2010). O potencial de produção de energia a partir de resíduos agrícolas é 3850 GWh/ano. Neste valor estão contabilizadas as sobras das palhas de cereais (1390 GWh/ano), que são maioritariamente utilizadas para aquecimento doméstico, e os resíduos de podas de vinhas, árvores de fruto e olival, que no total apresentam um potencial de 2190 GWh/ano (S. Ferreira et al., 2009).

Tabela 5 - Potencial de produção de energia a partir de biomassa de origem agrícola. (S. Ferreira et al., 2009)

Espécie	GWh/ano*	Álcool eq (milhões de litros)
Palha de Cereais	1390	420
Resíduos das podas	2190	357,7
TOTAL	3580	585,0

*energia primária

Na tabela 5 são apresentados os valores potenciais em unidades de energia (GWh/ano) e litros de combustível (ML/ano).

Na estimativa do potencial de água residual apenas populações de 10000 a 15000 habitantes foram consideradas. O potencial de produção de energia eléctrica é de 157 GWh/ano, com tendência a aumentar devido à aposta na construção de ETARs multimunicipais. A energia térmica (471 GWh/ano) produzida é normalmente utilizada pelas próprias centrais no aquecimento das lamas. O potencial total é de 628 GWh/ano (energia primária).

Em 2013 foram depositados cerca de 2000 kt de RSU em aterros, o que permite a produção teórica de 200 milhões de m³ de biogás por ano, com um potencial de produção de electricidade de 383 GWh/ano. O potencial total incluindo o calor produzido é cerca de 1104 GWh/ano (APA, 2014; S. Ferreira et al., 2009).

A produção de culturas energéticas agrícolas para produção de biocombustíveis (bioetanol e biodiesel) foi analisada pela Direcção Regional de Agricultura e Pescas do Norte (DRAPN). As culturas consideradas para produção de bioetanol foram: milho, sorgo doce, cereais (trigo, centeio, cevada e triticales), açúcar, beterraba e batata; e para a produção de biodiesel foram consideradas: soja, colza, girassol e palma. Foi concluído que, apenas as culturas de girassol (50 kha), beterraba e soja são actualmente adequadas à produção de biocombustíveis uma vez que as áreas cultivadas das restantes são exíguas (cerca de 9 kha) (Elbersen et al., 2012). A área potencialmente utilizável para produção de trigo, milho, forragem das plantas de milho, tomate industrial, beterraba, batata e outras culturas forrageiras atinge os 380 kha.

Tabela 6 - Potencial de produção de energia a partir de culturas energéticas. (S. Ferreira et al., 2009)

Cultura	Produção (litros)	GWh/ano
Bioetanol	924	5654
Trigo	218	1334
Cevada	12	73
Milho	552	3378
Batata	98	600
Beterraba sacarina	44	269
Biodiesel	300	2724
Girassol	300	2724

O cultivo de culturas energéticas foi estimulado após a Revisão Intercalar da PAC de 2003, através da criação de uma ajuda de 45€ por hectare semeado para apoio à produção. Essa ajuda é concedida a produtores que declarem uma superfície mínima de 0,3 ha, semeada com culturas cujo destino principal seja a produção de energia eléctrica e térmica ou de produtos considerados biocombustíveis (S. Ferreira et al., 2009).

Tabela 7 - Potencial de produção de energia a partir de diversos tipos de biomassa. (S. Ferreira et al., 2009)

Biomassa	Potencial (GWh/ano*)
Animal	1073
Agrícola	3580
Água residual das ETARs	628
RSU	1104
Bioetanol	5654
Biodiesel	2724
TOTAL	14573

*energia primária

A tabela 7 permite constatar que o potencial para aproveitamento de energia a partir de biomassa (excluindo biomassa florestal) é significativo. A consciência de que este está subaproveitado, abre a porta à sua exploração com recursos a novas estratégias de gestão e tecnologias de conversão. Note-se que nesta secção não figuram as estimativas relativas à biomassa de origem florestal, que será analisada no próximo capítulo.

3. Biomassa Florestal

3.1 Floresta Portuguesa

3.1.1 A estrutura da floresta Portuguesa

As florestas desde sempre forneceram serviços fundamentais às sociedades. A energia obtida a partir dos recursos florestais proporcionou o crescimento populacional e a dispersão geográfica da Humanidade pelos quatro cantos do mundo. Em Portugal a floresta é extremamente importante, sendo a base de alguns dos mais importantes sectores exportadores, como ao sector da pasta e do papel, mas também de outros que produzem riqueza interna, entre eles o da biomassa florestal para energia. É, portanto, necessário compreender a estrutura biofísica e administrativa da floresta nacional, particularmente, os factores que influenciam a disponibilidade anual deste recurso energético, e quantificar os impactos que a variabilidade sazonal impõe aos diferentes sectores que dela de servem.

Em Portugal, a floresta cobre aproximadamente 3,15 milhões de hectares e representa 35,4% do território nacional. As espécies de árvores com interesse para a silvicultura mais exploradas, e que têm fornecido um abastecimento constante para suprir a procura de biomassa florestal, são o *Eucalyptus globulus* com cortes de 10 anos (Eucalipto), *Pinus pinaster* (Pinheiro-bravo) com cortes de 43 anos, *Pinus pinea* (Pinheiro-Manso) com cortes de 43 anos, *Quercus ilex* (Azinheira) e *Quercus suber* (Sobreiro) com cortes de 9 anos. A distribuição geográfica é distinta: o Eucalipto está distribuído numa faixa ao longo do rio Tejo e, de Norte a Sul, no litoral, em particular nos distritos de Aveiro, Coimbra e Viseu - mais concentrado nas proximidades das indústrias que o utilizam como recurso; O Pinheiro-bravo apresenta-se principalmente a norte do Tejo, especialmente na zona Centro, nos distritos de Leiria e Castelo Branco; o montado de sobreiro e azinho está maioritariamente presente a sul do Tejo, nos distritos de Beja, Évora, Santarém e Setúbal; o Pinheiro-manso ocorre principalmente no sul de Portugal (S. Ferreira et al., 2009; Lopes et al., 2013).

A área florestal portuguesa é caracterizada pelo minifúndio: no Continente a propriedade privada (85% do total) e comunitária (12% do total) corresponde a 3,135 milhões de hectares, ou seja 97% do total, incluindo 5,7% detidos por empresas industriais. As áreas públicas, do domínio do Estado e de outras entidades públicas, correspondem a 3,0 % do total (cerca de 94000 hectares), representando uma das menores percentagens a nível mundial (ENF, 2015). A área florestal aumentou gradualmente durante o século XX, contudo, os dados dos dois últimos inventários florestais nacionais (IFN) evidenciam uma relativa estabilização da área de floresta, refletindo o impacto dos incêndios, das pragas e o declínio de alguns dos sistemas florestais (ENF, 2015). Esta situação pode ser invertida através de práticas de gestão eficiente dos recursos com a plantação de espécies autóctones que garantam o equilíbrio dos ecossistemas, potenciando a exploração sustentável de todos os recursos que a floresta pode fornecer.

Além dos produtos lenhosos, a floresta fornece valores de uso directo referentes a produtos não lenhosos (e.g. mel, frutos, cogumelos, plantas aromáticas), ao pastoreio, à caça, à pesca nas águas interiores, e a valores de uso indirecto, como os referentes à proteção do solo e dos recursos hídricos, ao sequestro de carbono, e à proteção da paisagem e da biodiversidade (ENF, 2015). A indústria florestal representa 3% do PIB nacional, 12% do PIB industrial, 11% das exportações, 100 mil empregos (cerca de 4% do emprego nacional) e tem uma capacidade de gerar VAN (Valor Acrescentado Nacional) superior à maioria dos outros sectores, o que se reflete na criação de emprego e de riqueza nacional (Patrão, 2010).

3.1.2 Política de Gestão do sector Florestal

O principal elemento de referência das orientações e planos de acção públicos e privados para o desenvolvimento do setor florestal é a Estratégia Nacional para as Florestas (ENF), aprovada pela Resolução do Conselho de Ministros n.º 114/2006, de 15 de setembro. A ENF foi atualizada em 2015 tendo em conta “*os novos desenvolvimentos internacionais e europeus nesta área ou conexos com ela, sobretudo a nova Estratégia Florestal da União Europeia, a Estratégia da União Europeia para a Biodiversidade 2020, e a Estratégia Europeia para um crescimento inteligente, sustentável e inclusivo para a próxima década (Europa 2020), em particular no que respeita à Economia Verde*” (ENF, 2015).

A atualização da ENF tem como grande objetivo a promoção da gestão sustentável das florestas, em linha com a nova Estratégia da UE para as Florestas e o Setor Florestal e a Visão para as Florestas Europeias 2020, acordada na Conferência Ministerial de Oslo (2011). Enquanto conceito internacionalmente aceite, a gestão florestal sustentável visa promover a utilização do espaço florestal de modo a assegurar a satisfação das necessidades atuais da sociedade em bens e serviços, sem comprometer a sua disponibilidade no futuro. Em concreto, a Resolução H2 da Conferência Ministerial de Helsínquia define a gestão florestal sustentável como «*a gestão e a utilização das florestas e dos espaços arborizados de uma forma e intensidade tais, que mantenha a sua biodiversidade, produtividade, capacidade de regeneração, vitalidade e o seu potencial para desempenhar, no presente e no futuro, as funções ecológica, económica, e social relevantes, aos níveis local, nacional e global, sem causar prejuízos aos outros ecossistemas.*» (ENF, 2015).

As florestas têm uma influência chave sobre a qualidade ambiental, não apenas através das funções de regulação climática e proteção contra erosão, mas também pela sua contribuição para a proteção natural e conservação da biodiversidade. Por estas razões a exploração sustentável das florestas é fundamental. A floresta nacional tem uma indiscutível importância quer em termos económicos, enquanto base de fileiras industriais desenvolvidas, quer em termos sociais, enquanto garante de emprego em zonas rurais, quer ainda em termos ambientais, enquanto garante da regulação do sistema hídrico, de preservação de solo e de proteção microclimática (ENF, 2015). Contudo, os problemas que têm afetado a floresta portuguesa, nomeadamente o agudizar

de pragas e a extensão e recorrência de incêndios, repercutem-se na sustentabilidade da gestão florestal e, conseqüentemente, na disponibilidade de biomassa florestal.

A adoção de modelos de gestão inadequados tem impacto nos custos de produção e na qualidade das matérias-primas, que poderão não ser competitivos nos mercados internacionais. A entrada da procura de biomassa para energia na equação da oferta e da procura de matéria-prima contribui, também, para a dificuldade de abastecimento das indústrias de base florestal tradicionais, como decorre da capacidade instalada nos últimos anos nesta fileira. O abastecimento em matérias-primas de origem nacional tem sentido dificuldades crescentes: em 2013, houve necessidade da indústria papelreira recorrer à importação de 2,3 milhões de toneladas com um custo de 186 milhões de euros e os associados do Centro PINUS, em média, importaram 22% do consumo de madeira nos últimos cinco anos (ENF, 2015).

3.1.3 Alterações climáticas

As alterações climáticas levantam importantes desafios ao setor florestal, que normalmente assenta em longas revoluções. O aquecimento médio no território previsto para o final do século XXI, é de cerca de 2,5 °C e 4 °C, consoante os cenários socioeconómicos considerados. O aumento da temperatura irá verificar-se ao nível do aumento da temperatura média e da temperatura máxima no verão, no incremento do número de dias quentes (máxima superior a 35 °C), de noites tropicais (mínimas superiores a 20 °C) e da frequência e intensidade das ondas de calor. Por outro lado, diminuirão os dias de geada ou dias com temperaturas mínimas inferiores a 0 °C. Os resultados do projeto SIAM para a distribuição potencial das principais espécies no final do século XXI, apontam para:

- No Continente a produtividade potencial das principais espécies florestais portuguesas será potencialmente afetada, traduzindo-se na sua diminuição generalizada no caso do pinheiro-bravo e eucalipto, exceto na região norte litoral.
- No caso do sobreiro, a produtividade primária líquida aumentará significativamente nas regiões norte diminuindo de forma significativa nos solos com menor capacidade de retenção para a água da região sul (Santos, Forbes, & Moita, 2001);

Reconhecendo a importância das florestas portuguesas no âmbito do combate às alterações climáticas, Portugal foi dos poucos países que elegeu, no primeiro período de cumprimento do Protocolo de Quioto (2008-2012), as atividades florestais como forma de compensar as emissões de GEE com origem noutros setores (ENF, 2015). O papel das florestas portuguesas na mitigação das alterações climáticas por via do sequestro de CO₂ poderá ser potenciado através do aumento da área florestal e do aumento da capacidade de sequestro dos povoamentos existentes, através de uma melhoria da gestão e da redução de emissões, em particular de incêndios e de desflorestação. O crescimento da floresta portuguesa é contabilizado nos acordos internacionais a que Portugal aderiu, e pode representar uma ajuda para compensar

as emissões de outras atividades, nomeadamente da indústria e dos transportes. De acordo com o Inventário Nacional de Emissões Antropogénicas por Fontes e Remoção por Sumidouros de Poluentes Atmosféricos – INERPA (APA, 2014), entre 1990 e 2012, as florestas constituíram um sumidouro líquido de carbono, com valores anuais de sequestro a variarem entre 11 MtCO₂eq e 18 MtCO₂eq, desempenhando um papel essencial para o cumprimento das metas do Protocolo de Quioto (ENF2015). A tabela 8 resume as vulnerabilidades e os impactos a que as centrais termoelétricas a biomassa estarão sujeitas com as alterações climáticas previstas.

Tabela 8 - Alterações Climáticas – (adaptado de (ENF, 2015))

Tecnologia	Variáveis climáticas críticas	Vulnerabilidades	Impactos
CTBF	Temperatura	Aumento da temperatura com aumento da probabilidade de incêndios nas áreas de armazenagem de matéria-prima.	Perigo de incêndio se alastrar para as infraestruturas circundantes, paragem de operação da central quer devido a possíveis danos causados por incêndio como por indisponibilidade de matéria-prima.
	Acção conjunta de vários agentes climáticos	Produtividade e distribuição geográfica das espécies florestais, degradação de ecossistemas	Diminuição da disponibilidade de matéria-prima (biomassa), o que pode levar à dificuldade de operação das centrais por falta de recurso.
		Profusão de agentes bióticos (invasoras, pragas e doenças) como por exemplo o nematode do Pinheiro	No caso do aproveitamento energético da biomassa, a morte de espécies florestais poderá levar ao aumento da disponibilidade de matéria-prima para queima

É de destacar o contributo que as florestas oferecem enquanto sumidouro de carbono, devendo este ser potenciado através de medidas de combate à desflorestação e de apoio à gestão sustentável, incluindo a prevenção dos incêndios florestais, cujo aumento do risco é identificado como um dos principais impactos esperados das alterações climáticas para o nosso país (ENF, 2015).

3.1.4 Incêndios

O relatório “Estado das Florestas na Europa” de 2011 aponta Portugal como o país com maior área percorrida por incêndios (104 000 ha ou 3% da área total de floresta) (Forest Europe, FAO, & UNECE, 2011). De facto, para um valor económico total do espaço florestal estimado em 2001 em 1,3 mil milhões de euros, contrapõem-se estimativas de custo social dos incêndios florestais que variaram no período 2000-2004 entre 0,2 e 1,0 mil milhões de euros (no ano extremo de 2003), ou seja, entre 20 a 80% da produção anual de riqueza florestal (ENF, 2015).

O elevado número de incêndios ocorridos nos últimos anos ameaça a sustentabilidade do abastecimento de produtos lenhosos às indústrias de base florestal. É perceptível que os incêndios florestais são um grave problema para Portugal, com elevadas consequências ambientais, sociais e económicas. A implementação de modelos de gestão sustentáveis da floresta é fundamental para reduzir o número de incêndios e sobretudo a área ardida. A abertura de faixas de gestão de combustíveis e a limpeza de matas florestais em locais com elevadas produtividades são medidas eficazes ao combate dos incêndios, e oferecem a possibilidade da produção de energia a partir da biomassa recolhida.

3.1.5 Sustentabilidade na utilização de Biomassa Florestal

A utilização de biomassa florestal tem de ser avaliada com especial ênfase nas consequências ambientais. É importante avaliar os impactos da expansão da exploração na biodiversidade e em relação à emissão de GEE (IINAS, European Forest Institute, & Research, 2014). Esta acção é dificultada pela fragmentação e desalinhamento das políticas de bioenergia, florestas e resíduos florestais. A maior parte dos esquemas de incentivos tratam da biomassa florestal sem considerar a totalidade das emissões de GEE que resultam do seu uso, o que dificulta a avaliação dos impactos ambientais (IINAS, European Forest Institute, et al., 2014). A oferta de biomassa florestal para a produção de electricidade e/ou calor, não está sujeita a nenhuma regulação harmonizada que garanta a sustentabilidade. Apenas alguns Estados-Membros, como a Dinamarca, Holanda e o Reino Unido, deram início ao desenvolvimento de regulamentações, o que poderá resultar em desequilíbrios de mercado dentro da UE se nenhum enquadramento regulamentar comunitário for implementado.

As importações de madeira para energia, com algumas pequenas excepções, carecem de regulação. O crescente interesse no consumo de *pellets* na UE para produção de electricidade e calor necessita de acompanhamento ao nível Comunitário que evite distorções do mercado interno (IINAS, European Forest Institute, et al., 2014).

A sustentabilidade das florestas e a segurança do abastecimento podem ser garantidas pela introdução do conceito de “*uso da biomassa em cascata*”, melhorando a recolha e reciclagem de resíduos de biomassa, principalmente através da mobilização do potencial de RBS. Também, o estabelecimento de critérios de sustentabilidade vinculativos na exploração de biomassa para energia permitirá avaliar os impactos na biodiversidade das florestas dos países da EU e dos países importadores, garantindo que a biomassa está verdadeiramente a contribuir para a redução de GEE e a floresta a ser alvo de políticas de gestão sustentáveis. A disponibilidade efectiva sustentável de biomassa florestal será suficiente para suprir a procura de produtos da madeira se a abordagem da utilização eficiente de recursos em cascata for implementada e se as medidas de eficiência energética foram efetivamente aplicadas e resultarem na redução da procura (IINAS, European Forest Institute, et al., 2014).

O sector florestal nacional é dos mais preponderantes na economia nacional, servindo de base a indústrias com grande expressão nas exportações. Além disso, fornece uma quantidade considerável de matéria-prima passível de ser convertida energeticamente. A consciência dos riscos associados à degradação das áreas florestais (e.g. escassez do recurso) e a necessidade de alternativas energéticas levou várias entidades, públicas e privadas, a definir programas de atuação como forma de garantir a sustentabilidade florestal, incluindo incentivos ao uso de Resíduos de Biomassa Florestal (RBF).

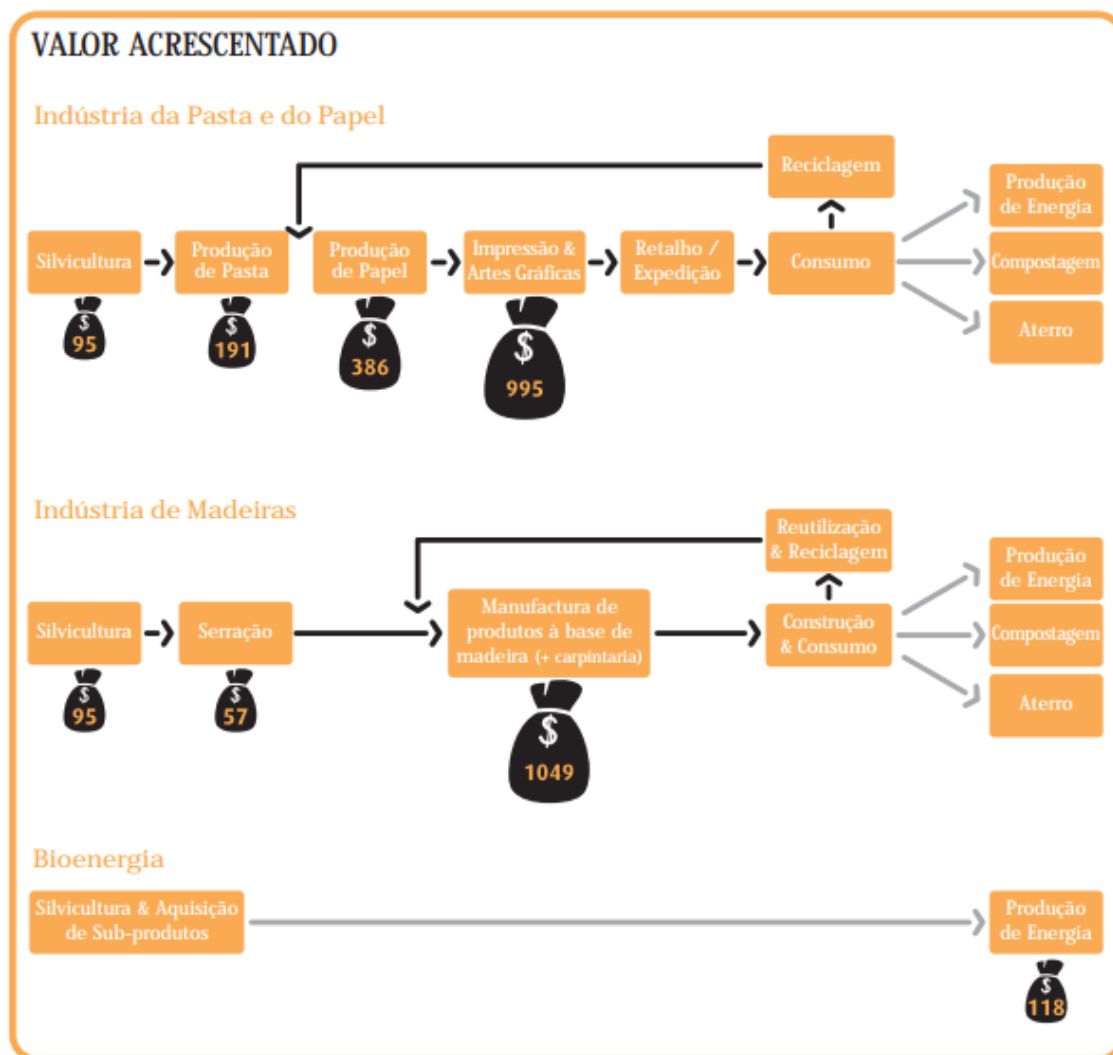


Figura 8 - Valor acrescentado do sector Florestal. Adaptado de (CELPA & AIMMP, 2004a)

3.2 Resíduos de Biomassa Florestal

3.2.1 Definição

Os RBF consistem na fracção da biomassa florestal que é produzida como resíduo das operações de exploração florestal, e podem ser divididos em resíduos primários e secundários. Os RBF primários definem-se como a “*fracção biodegradável dos produtos gerados na floresta e que são processados para fins energéticos*”. São exemplo: a lenha resultante do abate de árvores

(e.g. ramos, cepos), podas, selecção de toijas, desbastes, cortes fitossanitários, controlo da vegetação espontânea, resíduos provenientes de áreas ardidas, resíduos provenientes da limpeza de florestas, matos, árvores sem dimensão economicamente interessante para a indústria (arrancadas durante a monda) e raízes de árvores cortadas. Incluem-se também os resíduos de aproveitamento madeireiro, quer sejam provenientes de cortes finais ou de cortes intermédios, e material vegetal proveniente de culturas energéticas, lenhosas ou herbáceas, instalados em terrenos florestais (Simas, 2013). Os RBF secundários correspondem à matéria orgânica residual (costaneiros, serrins, retestos, licores negros, recortes, aparas, etc.) produzida nos processos da indústria de transformação da madeira, nomeadamente as serrações, fábricas de celulose, tábuas e contraplacados, carpintarias e indústrias de mobiliário. Neste tipo de biomassa, também se incluem os restos de madeira precedentes de outras actividades industriais (paletes e embalagens) e de resíduos urbanos (Simas, 2013). Os produtos de madeira reciclados (pós consumo, construção, demolição, etc.) são por vezes incluídos nesta categoria.

A utilização de RBF para produção de energia oferece muitas das vantagens enunciadas na secção 2.4.2. Em resumo, contribui para a redução de emissões de GEE, para a segurança do abastecimento energético, para a diminuição da dependência de variações climáticas de curto prazo, para a promoção da gestão profissional das florestas e também para a diversificação da utilização dos produtos florestais (Silva & Cañizares, 2011).

3.2.2 Promoção de RBF para produção de energia

A estratégia Europeia de incentivo à produção de energia a partir de biomassa como forma de combater as alterações climáticas e reduzir a dependência energética de alguns países da Comunidade, levou à projecção e construção de grandes unidades consumidoras de biomassa, em particular RBF, dispersas pelo território Europeu. Em Portugal, esta tendência foi reforçada com a necessidade de promover a redução da carga de combustível dos espaços florestais e a consequente redução do risco de incêndio, que anualmente devastam a floresta portuguesa. Este argumento é bastante contestado por críticos que defendem que a prevenção eficaz dos incêndios só seria possível caso se recolhessem os matos e a vegetação rasteira existente nas florestas, o que não se verifica porque do ponto de vista económico é incomportável (Simas, 2013).

A aposta de Portugal na produção de energia a partir de RBF viveu momentos distintos, que podem ser divididos em duas fases. Na primeira fase foi promovida a produção de electricidade, e na segunda fase a produção de calor. Os motivos por detrás da adopção das estratégias são examinados na secção seguinte.

3.2.2.1 Primeira fase – produção de electricidade em CTBF

A estratégia nacional para a produção de energia a partir de biomassa florestal consistiu, inicialmente, num sistema de tarifas de aquisição associado a concursos públicos para a produção de electricidade a partir de RBF em CTBF. A utilização de RBF foi por esta altura estimulada

com o objectivo de desenvolver o mercado da produção de electricidade de origem renovável, no sentido de garantir os objectivos definidos no PNAEE e no PNAER (Lopes et al., 2013).

As primeiras CTBF foram as centrais da Centroliva em Vila Velha de Rodão (5 MWe) e da EDP Bioenergia em Mortágua (9 MWe), em funcionamento desde 1998 e 1999, respetivamente. Durante um grande período de tempo foram as únicas, até à entrada em funcionamento da central EDP RodãoPower (12,5 MWe) em 2007, construída ao abrigo do estatuto de Projeto de Interesse Público (PIP).

O ano de 2006 marca o lançamento do maior incentivo à produção de electricidade a partir de RBF. A partir da medida específica «*Centrais de biomassa*» inserida no PNAER, foi lançado o concurso público para a construção de 15 CTBF, com dimensões a variar entre os 2-3 MWe e os 9-10 MWe. O local da sua construção seria escolhido pelo Governo como forma de garantir a maximização da eficiência na utilização dos recursos (Patrão, 2010). O concurso de âmbito internacional consistiu na atribuição de 100 MW de potência instalada de energia eléctrica a partir de RBF, e definiu como principais objectivos atingir os 250 MW de potência instalada de energia eléctrica a partir de RBF, contando com os 150 MW licenciados em PIP, e promover a recolha de RBF como forma de melhorar as práticas de gestão florestal. Na sequência do lançamento do concurso, foram definidos alguns requisitos técnicos relacionados com a mistura de combustíveis a consumir pelas CTBF. Em especial, o concurso impôs a utilização de um mínimo de 60% de RBF provenientes das operações de gestão e exploração dos povoamentos florestais e um máximo de 5% de combustíveis de origem fóssil (PNAER, 2009). Com a implementação das medidas específicas previa-se atingir os 686 MW de potência instalada a RBF em 2020, dos quais 436 MW em cogeração, face às vantagens que esta tecnologia apresenta para a eficiência global do sistema.

A aplicação da medida específica fracassou, justificada por dificuldades de natureza diversa: custos elevados da matéria-prima face à tarifa disponível; logística e disponibilidade efectiva da matéria-prima; problemas no aprovisionamento; localização inadequada de algumas CTBF; burocracia dos procedimentos dos concursos, e mais recentemente, falta de financiamento junto da banca (GTB, 2013). As distorções dos preços de mercado da matéria-prima, associadas à exportação de grandes quantidades de biomassa (e.g. *pellets e briquetes*) para o norte da Europa, contribuíram para agravar o acesso ao recurso nos últimos anos.

A conjuntura do concurso não atraiu investimento suficiente e das 15 centrais projectadas apenas 2 foram construídas, ambas em 2010: CTBF da Ecotator em Belmonte (2 MWe) e CTBF da Palser na Sertã (3 MWe). As restantes CTBF que hoje se encontram em funcionamento foram construídas ao abrigo do estatuto de PIP, nomeadamente: as CTBF da EDP Energia em Constância (12,5 MWe), Figueira da Foz (26 MWe) e Vila Velha de Rodão (12,5 MWe), a Central Térmica Terras de Santa Maria (CTSM) em Oliveira de Azeméis (10 MWe) e as CTBF da Enerpulp em Setúbal (12,5 MWe) e em Aveiro (12,5 MWe). Além das CTBF referidas

anteriormente, outras 9 encontram-se licenciadas, perfazendo uma potência instalada de 84 MVA. No entanto, a recente revogação da tarifa de aquisição (107€/MWh produzido) para novas CTBF por imposição dos representantes do programa de assistência financeira a que Portugal foi submetido em 2011 (*troika*), associada à inflação do preço dos RBF, resultado da exportação de elevadas quantidades de *pellets* para mercados economicamente mais poderosos (e.g Dinamarca, Reino-Unido), levou ao cancelamento de todos os projectos.

Tabela 9 - CTBF em funcionamento

Nº	Operador	Concurso	Concelho	Início de operação	Potência (MWe)
1	Centroliva	I	V.V. Rodão	1998	5
2	EDP Bioeléctrica	I	Mortágua	1999	9
3	EDP Bioeléctrica	I	V.V. Rodão	2007	12,5
4	EDP Bioeléctrica	I	Figueira da Foz	2009	26
5	CTSM	I	O. de Azeméis	2008	10
6	EDP Bioeléctrica	I	Constância	2009	12,5
7	S.P.C.G. Enerpulp	I	Setúbal	2009	12,5
8	Enerplus	I	Aveiro	2009	12,5
9	Ecotactor	II	Belmonte	2010	2
10	Palser	II	Sertã	2010	3
11	Cavalum	-	Mirandela	2014	**
TOTAL					105

*Sem informação

Do ponto de vista da eficiência energética global do sistema energético Português, a revogação da tarifa de aquisição foi positiva. Tal como referido na secção 2.3.4, este incentivo foi mal concebido, uma vez que apostava em CTBF apenas dedicadas à produção de electricidade, em detrimento de outras mais eficientes, como é o caso da cogeração.

3.2.2.2 Segunda Fase – produção de calor a partir de biomassa

Nos últimos anos, o investimento nas CTBF desvaneceu, mas por outro lado, o investimento em unidades de produção de *pellets* e *briquetes* aumentou consideravelmente, originando uma mudança de paradigma do mercado nacional de RBF, desde então, orientado para a produção de calor. A estratégia nacional inverteu o sentido da aposta, como é confirmado pelos documentos oficiais. Nas linhas do PNAER 2020 encontram-se orientações para a produção de calor, com destaque, enquanto aposta estratégica, para “*o estímulo ao desenvolvimento da utilização energética da biomassa, sobretudo florestal, em particular no apoio aos equipamentos de biomassa para aquecimento, ambiente e AQS (Águas Quentes Sanitárias) nos setores doméstico e nos serviços públicos*” (PNAER2020, 2013). O PNAER2020 dá continuidade à

medida específica «*Centrais de biomassa*» mas na perspectiva de consolidar as CTBF em funcionamento, uma vez que possuem obrigações legais a cumprir. Relativamente aos setores A&A, foram definidas as medidas específicas «*Valorização da biomassa florestal*» e «*Calor Verde*» (PNAER2020, 2013).

Teixeira *et al.* desenvolveram um estudo onde demonstram que a produção de calor é a opção mais vantajosa: num cenário de utilização de toda a biomassa potencialmente disponível a poupança anual com a energia e licenças de CO₂ ascenderia a 435 M€ anuais; o CO₂ evitado a 2,7 Mton. Por outro lado, a utilização do recurso em CTBF é menos vantajosa: a biomassa potencialmente disponível evitaria apenas a emissão de 0,86 Mt CO₂ e implica um sobrecusto no tarifário da electricidade em cerca de 110 M€ anuais (Teixeira, 2009). Segundo os dados apresentados por Teixeira, constata-se que a mudança de estratégia é positiva para o consumidor, uma vez que o preço da tarifa da electricidade poderá descer e o uso de caldeiras eficientes a biomassa poderá aumentar, tendo reflexos positivos sobre o preço de mercado destas tecnologias. Porém, as dificuldades económicas das CTBF em funcionamento serão agravadas, uma vez que o aumento do número de consumidores de RBF em território nacional irá inflacionar os preços da matéria-prima. Esta situação obriga as CTBF a melhorar as suas eficiências, de forma a aumentar as receitas com as vendas de produtos energéticos e a reduzir os gastos com a compra de RBF.

3.2.2.3 - Unidades de Produção de Pellets

Os *pellets* de madeira são biocombustíveis sólidos de fisionomia granulada cilíndrica produzidos a partir dos sobrantes da indústria madeireira e rolaria. Esta matéria-prima é submetida a um processo de secagem seguindo-se a sua granulação. O produto final é um aglomerado extremamente denso, de baixo teor de humidade o que permite obter elevados níveis de eficiência de combustão. O PCI médio dos *pellets* é cerca de 20 MJ/kg, aproximadamente metade do PCI do gasóleo (40 MJ/kg) (ANPEB, 2015). Aos preços actuais (junho 2016), o valor de um litro de gasóleo ronda 1,20 € e um quilo de *pellets* tem um valor a rondar os 0,23 €. Isto significa que 0,46 € de *pellets* geram o mesmo poder calorífico que 1,20 € de gasóleo. Além da óbvia vantagem ambiental, outra das vantagens da utilização de *pellets* em relação ao gasóleo, principalmente no contexto de produção de calor, prende-se com o facto de estes apresentarem uma boa estabilidade de preços de mercado. Por fim, os *pellets* caracterizam-se por serem muito densos e homogéneos na sua fisionomia, o que torna o seu armazenamento vantajoso em relação a qualquer outro tipo de biomassa sólida.

Os *pellets* são um combustível atractivo para a produção de calor ou electricidade, apresentando vantagens em relação a outros combustíveis: a queima em caldeiras eficientes reduz significativamente a emissão de GEE e o baixo conteúdo em humidade melhora a eficiência da

combustão, além disso, o seu formato permite armazenar grandes quantidades de combustível em pequenas áreas.

Nos últimos cinco anos, a procura de biomassa para energia (rolaria e RBF) aumentou muito devido ao repentino crescimento da indústria de *pellets* e *briquetes* no norte e centro do país, impulsionados pela procura destes produtos nos mercados do Norte da Europa. Portugal é um dos principais produtores de *pellets* do mundo em termos absolutos, e em termos relativos (produção anual/área de floresta), contudo, apenas 5% da produção é destinada ao mercado nacional, e exclusivamente dedicada à produção de calor doméstico. O sector doméstico e dos serviços públicos e as indústrias com necessidades térmicas são os principais consumidores. Isto inclui grandes sistemas de aquecimento de edifícios, i.e. padarias e outras unidades similares. Neste sector, os maiores consumidores são principalmente centro de terceira idade, escolas e centros desportivos. Mais recentemente algumas tinturarias têxteis investiram em caldeiras a biomassa uma vez que conseguem obter poupanças energéticas na ordem dos 18% quando comparadas com caldeiras alimentadas a combustíveis fósseis (Nunes, Matias, & Catalão, 2016).

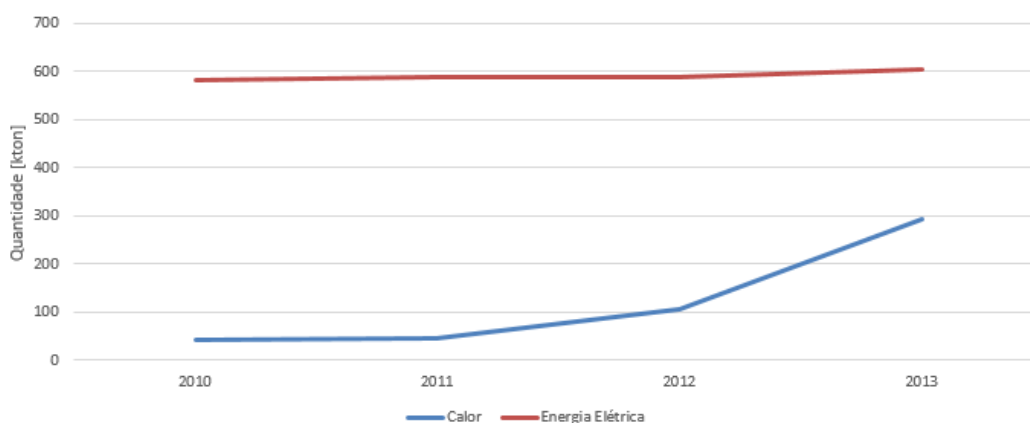


Figura 9 - Evolução do mercado de *pellets* produzidos em Portugal. Adaptado de (ANPEB, 2011)

Como se pode verificar pela figura 6, nos últimos anos a produção de *pellets* para calor tem aumentado gradualmente, enquanto a quantidade destinada à produção de electricidade (e.g. co-combustão) manteve-se estável. Cerca de 95% da produção é exportada o que poderá influenciar negativamente a penetração deste tipo de biomassa no sistema energético português (ANPEB, 2011).

Actualmente, existem 28 empresas de produção de *pellets* e/ou *briquetes*, 9 das quais com capacidade de produção anual superior a 100000 toneladas, que representam uma capacidade total de produção a rondar os 1,4 Mton/ano (Nunes et al., 2016). A produção de *pellets* em Portugal encontra-se desregulada devido aos incentivos financeiros oferecidos por alguns governos europeus. Estes incentivos estão a distorcer o mercado, ao ponto de colocar em risco a estrutura florestal e a existência de matéria-prima para outros sectores industriais dependentes da floresta

(WWF, 2011). Informações detalhas sobre a indústria dos *pellets* e *briquetes* recolhida pelo autor podem ser encontrada no anexo A.

A evolução nas exportações de biomassa, nas suas diferentes formas, tem aumentado nos últimos anos, sobretudo com destino a países do Norte da Europa, que tal como Portugal, têm objectivos claros de diminuição da dependência de combustíveis fósseis. No entanto, esta realidade, como já foi referido, está distorcida pelos elevados incentivos concedidos por estes países aos consumidores de biomassa, fazendo subir o preço de venda dos mesmos relativamente ao mercado Português. Além disso, esta situação levanta incertezas no que diz respeito à redução efectiva de emissões de GEE, caso as emissões associadas ao transporte sejam incluídas no cálculo, e talvez mais importante, levanta a seguinte questão: qual a dimensão máxima que o mercado de *pellets* e *briquetes* deve atingir sem que prejudique os outros actores do sector florestal, em particular, as CTBF que actualmente encontram-se numa situação fragilizada.

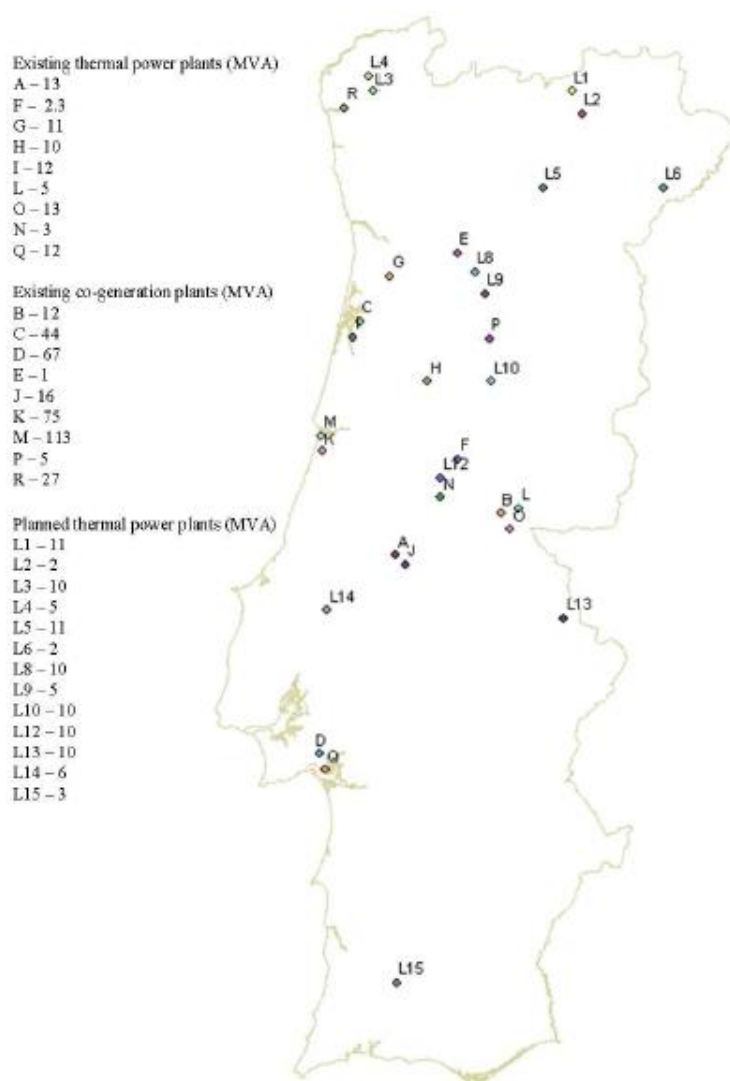


Figura 10 - Mapa das CTBF (em funcionamento e planeadas) e Cogeração. Adaptado de (Lopes et al., 2013)

3.2.2.4 Cogeração

As centrais de cogeração a biomassa surgiram antes das CTBF e são fruto de investimentos privados. Apresentam eficiências mais elevadas e por isso não enfrentam os mesmos obstáculos das congéneres. Estão tipicamente instaladas em empresas de base florestal, sobretudo na fileira da pasta e do papel e indústrias de painéis de madeira, onde os resíduos dos processos industriais servem de combustível para a produção de calor, electricidade e por vezes combustíveis sólidos (CELPA & AIMMP, 2004b). O calor produzido é totalmente utilizado nos processos industriais, ao passo que o excedente de electricidade produzida é injetado na rede pública e, em alguns casos, os combustíveis sólidos são vendidos.

Neste momento estão em funcionamento 11 centrais de cogeração: no distrito de Coimbra a Celbi (75 MW), Sonae (5,2 MW) e Enerpulp (113 MW); em Viana do Castelo a Portucel (39 MW); em Setúbal a Enerpulp (67 MW); em Santarém a Caima (16 MW); em Castelo Branco a Celtejo (30 MW); em Viseu a SIAF (5 MW) e a Costa Ibérica (300 kW), e finalmente a central da Amorim Investimento no Porto (1 MW). As centrais de cogeração a biomassa exercem pouca pressão sobre a procura de RBF porque utilizam os resíduos da sua actividade para produzir electricidade e calor (COGEN, 2015).

Tabela 10 - Centrais de Cogeração em funcionamento

Nº	Consumidores	Concelho	Início de operação	Potência Instalada (MWth)
1	Portucel	Viana do Castelo	2002	39
2	CELCACIA (Enerpulp)	Aveiro	2005	44
3	Enerpulp (Soporcel)	Figueira da Foz	2004	113
4	Sonae	O. do Hospital	-	5,2
5	Celbi	Figueira da Foz	1987	75
6	Enerpulp (Portucel)	Setúbal	2004	67
7	Caima	Constância	2001	16
8	Celtejo	Ródão	1992	30
9	Sonae Industria (SIAF)	Mangualde	1996	5
10	Costa Ibérica	Viseu	2011	0,3
11	Amorim Revestimentos	Espinho	2004	1,1
TOTAL				395,6

3.2.3 - Balanço das políticas implementadas

As estratégias definidas desde a década de 90 do século passado apresentam repercussões positivas e negativas, contudo, as ineficiências do sistema estão patentes, em particular no que diz respeito às CTBF. Como eliminar essas ineficiências é a questão que deve ser colocada.

Primeiro, e de forma a perceber onde actuar, é necessária uma avaliação abrangente que permita compreender a que nível a floresta nacional é afectada pela utilização desregulada de recursos. Em particular, nas últimas duas décadas a pressão sobre os recursos florestais aumentou exponencialmente, colocando em risco a sustentabilidade a longo prazo da floresta Portuguesa. Apesar do reconhecimento deste risco, o limiar de utilização sustentável e o potencial de produção de energia através de RBF não são, actualmente, conhecidos com rigor. É reconhecido que as CTBF deparam-se actualmente com várias dificuldades, o que levanta incertezas quanto ao seu futuro. Um dos pontos mais vezes abordados prende-se com a dificuldade no acesso a RBF devido ao aumento do número de consumidores, com a consequente subida de preços. Então, é necessário perceber qual a disponibilidade de recursos que a floresta dispõe anualmente, e quais as necessidades dos diferentes actores do sector, de forma a garantir a boa gestão e continuidade do sector da biomassa florestal para energia sem colocar em risco a sustentabilidade da floresta.

3.3 Disponibilidade e Consumo de RBF

A recolha de dados sobre a disponibilidade potencial e efectiva de RBF e o consumo actual foi um dos principais objectivos da presente dissertação. Quantificar a biomassa que está efectivamente disponível e a que é consumida torna-se fundamental para perceber as dinâmicas do sector florestal e formular estratégias de gestão eficientes.

3.3.1 Disponibilidade potencial e efetiva de RBF

Foram desenvolvidos alguns estudos que apresentam estimativas da quantidade potencial e efetiva dos RBF disponíveis para valorização energética. As várias fontes apresentam valores distintos, o que pode ser explicado pelas dificuldades inerentes a essa quantificação - extensão do território, existência de inúmeras propriedades privadas (muitas de reduzida dimensão - < 2 ha), variabilidade de espécies - mas também pela utilização de metodologias diferentes na qualificação e quantificação dos recursos exploráveis ou pela inclusão de diferentes categorias de resíduos. De forma a permitir a comparação dos diferentes valores os termos principais foram normalizados. Por *disponibilidade potencial* entende-se a biomassa disponível na floresta que pode ser utilizada para valorização energética sem qualquer restrição. A *disponibilidade efetiva* corresponde aos RBF que estão efetivamente disponíveis tendo em conta restrições de natureza ecológica, orográfica, silvícola e económica.

O primeiro estudo elaborado para Portugal data de 1985, e foi realizado pelas consultoras Arthur D. Little e Tecninvest. A *disponibilidade efetiva* de RBF primários e RBF secundários (indústria da madeira) foi avaliada em 3,54 Mton/ano verdes, provenientes na sua maioria da exploração florestal do pinheiro bravo, eucalipto e sobreiro (A.D. Little & Tecninvest, 1985). Este estudo envolveu amostragem de campo e fundou as bases para o desenvolvimento das equações para estimação de RBF.

Tabela 11 - Estimativa da disponibilidade efectiva de RBF realizada por (A.D. Little & Tecninvest, 1985)

Origem	Peso verde (Mton/ano)	%	Peso seco (Mton/ano)	%
Pinheiro bravo	1,22	0,34	0,51	0,27
Eucalipto	0,91	0,26	0,40	0,21
Sobreiro	0,90	0,25	0,65	0,35
Outros resíduos florestais	0,30	0,08	0,20	0,11
Resíduos da Indústria da Madeira	0,22	0,06	0,11	0,06
Total	3,54		1,87	

A ADENE e o INETI são autores de um estudo conjunto em 2001, no qual admitem que a disponibilidade *potencial* de RBF da floresta portuguesa é 6,6 Mton/ano, contudo, apenas 30% deste valor estará efetivamente disponível para conversão energética: cerca de 2,2 Mton/ano. O contributo das florestas (RBF primários) foi estimado em 2 Mton/ano (base seca), enquanto o contributo da indústria transformadora da madeira (RBF secundários) foi estimado em 0,2 Mton/ano (base seca) (ADENE & INETI, 2001). A estimativa efectuada para a floresta inclui não só os ramos e bicadas, mas também os matos (incultos e sob-coberto) e a biomassa proveniente de áreas ardidas. Este estudo é frequentemente referenciado por vários documentos relacionados com a produtividade da Floresta Portuguesa.

Tabela 12 – Estimativa da disponibilidade potencial e efectiva realizada por (ADENE & INETI, 2001)

Origem	Disponibilidade potencial (Mton/ano)	Disponibilidade efectiva (Mton/ano)
Matos (incultos)	4,0	0,6
Matos (sob-coberto)	1,0	0,4
Produção de Lenhas	1,0	1,0
Ramos e bicadas	0,5	0,2
Total	6,6	2,2

O Projecto BIORREG FLORESTAS estimou a *disponibilidade potencial* de biomassa em 8,33 Mton/ano (base seca), com uma *disponibilidade efectiva* de 50%, ou seja, 4,15 Mton/ano. A estimativa considerou a biomassa proveniente das principais espécies exploradas em Portugal e dos matos produzidos sob o coberto destas. Os valores são apresentados na tabela 13 (Páscoa, Tomé, P., & Campilho, 2006).

Tabela 13 – Estimativa da disponibilidade potencial e efectiva realizada por (Páscoa et al., 2006)

Origem	Peso seco (Mton)
Matos sob coberto	2,57
Pinheiro bravo	3,21
Eucalipto	1,78

Pinheiro Manso	0,084
Castanheiro	0,049
Sobreiro	0,29
Azinheira	0,19
Carvalho	0,16
Total - disponibilidade potencial	8,33
Total - disponibilidade efectiva (50%)	4,15

Campilho é autor de uma estimativa realizada em 2010 ao nível do território nacional (Nut I) e do conjunto das regiões pertencentes à Nut II. Utilizou dados referentes ao IFN 2005-2006 para o conjunto das espécies que assumem uma maior representatividade nacional. Recorreu ao uso de modelos de produção característicos de cada uma das espécies, nomeadamente os modelos de produção *Glóbulus 3.0.* e *Pbravo*, tendo por fim utilizado o simulador *SimYT* para quantificar os RBF disponíveis. Constata que actualmente a *disponibilidade potencial* de RBF em Portugal ascende a 3,5 Mton/ano, dos quais 2,38 Mton/ano são provenientes das espécies principais (eucalipto e pinheiro bravo), e 1,16 Mton/ano de espécies secundárias (sobreiro, azinheira, carvalhos, pinheiro manso, castanheiro). É assumido que o valor da *disponibilidade efectiva* é 55% do valor da *disponibilidade potencial*, ou seja, 1,92 Mton/ano, dos quais 1,3 Mton/ano são provenientes das espécies principais e 0,64 Mton/ano são provenientes das espécies secundárias (Campilho, 2010).

Tabela 14 - Estimativa da disponibilidade potencial e efectiva realizada por (Campilho, 2010)

Designação	Quantidade (Mton/ano)
Disponibilidade potencial	3,5
Disponibilidade efectiva	1,92

Segundo o estudo “*Culturas Energéticas Florestais*” elaborado em 2010 pela extinta Direcção Nacional das Fileiras Florestais, Portugal apresenta uma *disponibilidade potencial* em RBF de aproximadamente 3,6 Mton/ano (base seca), a que correspondem cerca de 1,6 Mtep. Não é dado um valor concreto para a *disponibilidade efectiva* mas é referido que esta é inferior a 2,0 Mton/ano (base seca) (ICNF, 2010).

Tabela 15 - Estimativa da disponibilidade potencial e efectiva realizada por (ICNF, 2010)

Designação	Quantidade (Mton/ano)
Disponibilidade potencial	3,6
Disponibilidade efectiva	< 2

Um estudo desenvolvido pelo World Wildlife Fund (WWF) aponta para valores semelhantes da *disponibilidade efetiva*, estimada em 2,0 Mton/ano. O *stock* disponível de matos não foi contabilizado porque, de acordo com os autores, não pode ser considerado de forma linear em estimativas de produção. É referido que este *stock* “*resulta de uma acumulação de materiais combustíveis por ausência de gestão e esse volume apenas é utilizável em circunstâncias muito particulares, seja pela vontade do proprietário, seja pelo custo-benefício da operação.*” Uma vez mobilizado, este *stock* não estará disponível para queima numa óptica de gestão sustentável do território. O aproveitamento de sobrantes da exploração florestal também não foi incluído. Segundo os autores, este valor está dependente da actividade regular da indústria transformadora de madeira que na sua totalidade não é regular (WWF, 2011).

Tabela 16 – Estimativa da disponibilidade potencial e efectiva realizada por (WWF, 2011)

Designação	Quantidade (Mton/ano)
Disponibilidade potencial	6,0
Disponibilidade efectiva	2,0

O projecto BIOGAIR teve como principal objectivo a avaliação dos impactos da cadeia de biomassa para energia na qualidade do ar e na política climática portuguesa. Durante o projecto foi realizada uma estimativa da *disponibilidade efetiva* de biomassa para abastecimento de 8 centrais de cogeração e 10 CTBF, incluindo apenas resíduos das espécies mais representativas da floresta Portuguesa, e excluindo todos os outros (e.g. matos, resíduos da indústria transformadora, árvores sem interesse comercial). O cálculo da biomassa efetivamente disponível teve em conta a distância à central, a espécie e a quantidade de árvores existentes na área de abastecimento da central (raio de 75 km; espécies florestais disponíveis com interesse para queima). Foi determinado um valor da *disponibilidade efectiva* de 0,77 Mton/ano (base seca). Os autores admitem que o valor está estimado por defeito devido às condicionantes económicas implícitas na metodologia (e.g. distância à central), à exclusão de outros tipos de resíduos de biomassa florestal e ao reconhecimento que, em circunstâncias práticas, as características das árvores recolhidas variam frequentemente, e por isso a disponibilidade real é maior (Lopes et al., 2013).

Tabela 17 – Estimativa da disponibilidade efectiva do projecto BIOGAIR

Espécie	Quantidade (kton/ano)	Quantidade (Mton/ano)
Eucalipto	547	0,574
Pinheiro bravo	210	0,210
Pinheiro manso	1,1	0,0011
Azinhaira	5,1	0,0051
Sobreiro	1,7	0,0017
Total – disponibilidade efectiva	765	0,765

Por último, na ENF de 2015 encontra-se uma estimativa da *disponibilidade efectiva* de 0,69 Mton/ano de RBF provenientes de Pinheiro bravo, Eucalipto, Sobreiro, Azinheira, Carvalho, Matos, Pinheiro manso e Castanheiro.

Na tabela “*comparação de valores das estimativas*” os valores encontrados em m³ foram alterados para Mton/ano assumindo o valor de densidade aparente dos RBF (0,300 t/m³) proposto pela Agência Portuguesa do Ambiente (APA) (ENF, 2015).

Tabela 18 - Estimativa da disponibilidade efectiva do projecto da (ENF, 2015)

Designação	Quantidade (Mton/ano)
Disponibilidade efectiva	0,69

3.3.1.1 - Análise das estimativas

A incerteza associada à *disponibilidade potencial* e à *disponibilidade efectiva* de RBF dificulta o planeamento integrado de políticas de biomassa florestal para energia e programas de gestão florestal. De acordo com as estimativas, a *disponibilidade efectiva* representa 30% a 50% da *disponibilidade potencial*, sobretudo devido às difíceis condições orográficas de grande parte do território Português, a reduzida rede viária da área florestal e os elevados custos de extracção e de transporte dos resíduos florestais. O estabelecimento de restrições distintas de natureza ecológica e silvícola explicam as variações verificadas entre as estimativas.

A comparação e análise das estimativas foi realizada na tentativa de apurar o valor mais próximo da realidade. Na tabela 16 estão representados os valores obtidos por cada autor, onde é possível verificar a diferença entre a disponibilidade potencial e efectiva. A *disponibilidade potencial* varia entre o valor máximo de 8,3 Mton/ano e o valor mínimo de 5,1 Mton/ano, por sua vez, a *disponibilidade efectiva* varia entre o valor máximo de 4,15 Mton/ano e o valor mínimo de 0,69 Mton/ano.

Tabela 19 - Comparação dos valores das estimativas

Autor	Ano	Disponibilidade (Mt/ano)	
		Potencial	Efectiva
A.D. Little & Tecninvest	1985	-	3,54
ADENE e INETI	2001	6,6	2,2
BIORREG FLORESTA	2006	8,33	4,15
Campilho	2010	3,5	1,92
DGFF “CEF”	2010	3,6	< 2,0
WWF	2011	6,0	2,0
BIOGAIR project (UA)	2013	-	0,77
ENF	2015	-	0,69
Intervalo assumido		3,5 a 6,6	1,0 a 2,0

As estimativas mais antigas apresentam valores mais elevados, o que poderá estar relacionado com a atribuição de critérios ecológicos, silvícolas e económicos menos exigentes, que permitiam a contabilização, por exemplo, da recolha indiscriminada de matos para energia. Actualmente considera-se que a recolha de matos para energia apenas poderá fazer sentido quando associada à abertura ou manutenção de Faixas de Gestão de Combustíveis (FGC) articuladas com o Sistema Nacional de Defesa da Floresta Contra Incêndios (SNDFCI), e em situação de proximidade aos centros de utilização (ICNF, 2010). É conveniente considerar que, por vezes, a biomassa transporta quantidades significativas de materiais indesejáveis para a fase de conversão energética. A utilização de cepos de eucalipto e de pinho pode introduzir grandes quantidades de inertes (areias, terras e pedras) na caldeira, o que pode dar lugar a sérios problemas de funcionamento (e.g. vitrificação), podendo mesmo obrigar a central a paragens frequentes (ICNF, 2010). Os estudos mais recentes consideram que parte deste material não está efetivamente disponível porque a sua limpeza não é economicamente viável.

Apesar de entidades como o Centro da Biomassa para Energia (CBE) assumirem publicamente que o valor da *disponibilidade efectiva* é superior a 2,2 Mton/ano, a tendência das estimativas revela o oposto. Pela análise das estimativas verifica-se a redução progressiva do valor estimado até ao presente. Então, é assumido que as estimativas mais conservadoras, devido à inclusão das condicionantes mais exigentes, afiguram-se mais próximas do cenário de exploração sustentável da floresta para produção de energia. Além destas condicionantes, é provável que em breve sejam aplicadas condicionantes de natureza legal. A conjuntura actual aponta para a introdução de critérios comunitários de sustentabilidade para biomassa sólida, que irão restringir a utilização de alguns tipos de biomassa florestal (e.g. matos, cepos, raízes) para produção de energia como forma de salvaguardar as estruturas florestais, resultando na diminuição da *disponibilidade efectiva* (ENF, 2015). Tendo em conta estes pressupostos assume-se que a *disponibilidade efectiva* de RBF situa-se entre 1,0 e 2,0 Mton/ano.

3.3.2 Consumo de RBF

Foi necessário apurar os valores do consumo de biomassa florestal para obter a diferença em relação à *disponibilidade efectiva*, e averiguar as condições reais do sector. A existência de margens positivas poderá permitir colmatar necessidades de futuros centros consumidores, no entanto, caso se verifique que o consumo excede a *disponibilidade efectiva* da florestal, então, deverão ser apresentadas medidas para a redução do consumo de RBF. Somente duas fontes oferecem estimativas dos consumos, com algumas a incluírem apenas as CTBF e de cogeração e outras a englobarem o consumo da indústria de produção de *pellets* e *briquetes*, cimenteiras, valores de exportação e outra indústria (e.g. aviários, cerâmicas, gado, rações, reciclagem, etc).

O estudo “*Culturas Energéticas Florestais*”, referenciado na secção anterior, é o mais completo e por isso serve de referência a vários documentos sobre a temática da biomassa florestal

para energia. Neste estudo foram contabilizadas as necessidades das centrais em operação (CTBF, cogeração, *pellets*, cimenteiras, exportação, outros) e de todas as CTBF projectadas, independentemente da fase do processo.

Os principais consumidores foram abrangidos tendo sido estimado um valor de 4,4 Mton/ano (H=35%) (ICNF, 2010). Para o cálculo do consumo de RBF foram considerados os consumos de 29 CTBF (fases I, II e III), 7 centrais de cogeração, 9 empresas de produção de *pellets e briquetes*, 2 cimenteiras, e ainda 50 mil toneladas para exportação e 50 mil toneladas utilizadas noutros projectos – e.g. cerâmicas.

Tabela 20 – Consumos estimados de biomassa. Fonte: (ICNF, 2010)

Tipo	Situação (2012)	Número	Capacidade instalada (MW)	Consumo (ton/ano)
CTBF I	Operação	8	110,4	1 269 248
CTBF II	Operação	2	98,8	1 167 090
	Projecto	11		
CTBF III	Projecto	8	82,2	1 020 895
Cogeração*	Operação	7	51,0	715 910
Pellets	Operação	9	-	126 000
Cimenteiras	Operação	2	-	35 000
Exportação	-	-	-	50 000
Outros projectos	-	-	-	50 000
TOTAL	-	-	342	4 434 143

*informação para 6 centrais

O projecto BIOGAIR desenvolveu uma estimativa sobre as necessidades de abastecimento das CTBF e de cogeração (exclui a indústria produtora de *pellets e briquetes*, cimenteiras, exportação e outros). Para o cálculo das necessidades foram consideradas 10 CTBF e 8 centrais de cogeração, representando uma capacidade instalada de 273 MVA. Também foi calculado o valor das necessidades de RBF para as 13 CTBF que se encontram licenciadas, perfazendo uma potência instalada de 95 MVA (Lopes et al., 2013). Os resultados mostram que as necessidades actuais são de 2,0 Mton/ano (base seca), tendo em conta que o número de centrais entre 2013 e 2015 manteve-se estável. Num cenário em que as 13 CTBF planeadas entrariam em funcionamento, este valor estabilizaria por volta dos 2,7 Mton/ano (Lopes et al., 2013). Em termos percentuais os recursos disponíveis estimados pelo projecto BIOGAIR representavam, em 2013, apenas 39,7% das necessidades de abastecimento, esperando-se que no futuro essa percentagem reduza para os 29.5%.

Tabela 21 – Estimativas do projecto BIOGAIR. Fonte: (Lopes et al., 2013)

BIOGAIR	Consumo (Mton/ano)
Necessidades actuais em RBF	2,0
Necessidades das 13 centrais licenciadas	0,696
TOTAL	2,702

De forma a dar consistência aos valores das estimativas supramencionadas, foram recolhidos junto de várias fontes (e.g. APA, DGEG) dados relativos aos consumos dos centros produtores identificados, a partir das quais foi elaborada uma estimativa mais consistente.

Nesta estimativa, além das CTBF e centrais de cogeração em funcionamento, foram incluídos os valores relativos a 28 unidades de produção de *pellets* e/ou *briquetes*, 6 cimenteiras, 27 cerâmicas, 56 aviários e 9 empresas de outros sectores (e.g. fábrica de papel e têxteis).

As CTBF e as centrais de cogeração utilizam apenas RBF na produção de energia, as unidades de *pellets* utilizam RBF na caldeira para a produção de vapor para o processo de secagem da matéria-prima (rolaria). A quantidade de RBF utilizados pelas unidades de *pellets* varia de unidade para unidade, contudo, no presente estudo foi assumido um valor médio de 20% em relação à capacidade de produção, com base nos dados recolhidos. Todos os restantes sectores que utilizam calor nos seus processos têm incorporado biomassa (RBF ou *pellets*) na produção de energia térmica. As cimenteiras e as cerâmicas utilizam RBF e resíduos da indústria agroalimentar (e.g. caroços de azeitona), enquanto os aviários e empresas têxteis, etc. utilizam *pellets* em caldeiras eficientes.

Tabela 22- Resumo da estimativa realizada pelo autor

Centro produtor	Situação	Número	Consumo (ton/ano)
CTBF	Operação	10	1 325 048
Cogeração*	Operação	11	715 910
Pellets	Operação	28	279 156
Cimenteiras	Operação	6	181 703
Cerâmicas	Operação	27	125 923
Aviários	Operação	56	127 887
Exportação	-	-	50 000
Outros projectos	-	9	6 846
TOTAL	-	-	2 812 473

*informação para 6 centrais

A análise dos dados recolhidos revela com clareza a mudança do paradigma energético em vários sectores da indústria portuguesa, que hoje contam com a biomassa como uma opção viável para a produção de energia.

O resumo dos dados recolhidos é apresentado na tabela 19 e a informação detalhada pode ser encontrada nos anexos. As estimativas relativas às CTBF em projecto não integram o quadro final uma vez que todos os projectos foram cancelados.

A partir da análise das estimativas anteriormente apresentadas e do tratamento da informação reunida algumas ilações podem ser retiradas. As CTBF e centrais de cogeração actualmente em operação consomem uma quantidade de RBF que varia entre 2,0 e 2,2 Mton/ano. Desde 2013, ano da publicação do projecto BIOGAIR, apenas uma CTBF e três centrais de cogeração entraram em funcionamento, não representando uma variação muito significativa dos valores. Desde 2010, ano de publicação do estudo do ICNF, a indústria de produção de *pellets* e *briquetes* sentiu um enorme crescimento, sendo actualmente composta por 28 empresas, as quais consomem cerca de 2 Mton/ano de biomassa (0,28 Mton/ano de RBF e 1,78 Mton/ano de rolaria) para produzir cerca de 1,4 Mton/ano de *pellets*, sendo a maior parte destinada à exportação (ANPEB, 2015). O consumo de RBF pelos pequenos consumidores (cimenteiras, aviários, cerâmicas, outros) também aumentou, fixando-se actualmente perto dos cerca de 0,45 Mton/ano. Pelas razões atrás enunciadas o intervalo assumido para o consumo de RBF situa-se entre 2,7 a 2,9 Mton/ano.

Tabela 23 - Comparação das estimativas de consumo de biomassa

Fonte	Ano	Consumo (Mton/ano)		Consumidores
		Actual	Futuro	
DGFF “CEF”	2010	2,2	4,4	Todos os consumidores
BIOGAIR	2013	2,0	2,7	Centrais dedicadas e cogeração
Carvalho*	2016	2,8	-	Todos os consumidores
Valor assumido		2,8	-	Todos os consumidores

*Autor

3.3.3 Comparação de cenários e análise de resultados

Os resultados anteriores definiram-se em intervalos de valores, permitindo assim criar diferentes bases de comparação. O intervalo de valores da *disponibilidade efectiva* é significativamente maior do que o intervalo de valores do *consumo* devido à maior inconsistência associada aos dados do primeiro.

O método da análise consistiu no estabelecimento de três cenários: o cenário A onde é representada a situação menos favorável ao sector, com o valor da *disponibilidade efectiva* a ser mínima (1,0 Mton/ano) e o valor de *consumo* a ser máximo (2,9 Mton/ano); o cenário B onde é representada a situação intermédia, com o valor da *disponibilidade efectiva* a ser fixado em 1,5 Mton/ano e o valor do *consumo* em 2,8 Mton/ano; e por último, o cenário C, que representa a situação mais favorável ao sector, com o valor da *disponibilidade efectiva* a ser máximo (2,0 Mton/ano) e o valor de *consumo* a ser o mínimo (2,7 Mton/ano).

Tabela 24 – Comparação entre disponibilidade e consumo (Mton/ano)

Cenário	Disponibilidade efectiva	Consumo	Diferença
A	1,0	2,9	1,9
B	1,5	2,8	1,3
C	2,0	2,7	0,7

Os vários cenários estabelecidos expõem claramente a diferença negativa entre a *disponibilidade efectiva* e o *consumo* actual de RBF, ou seja, a utilização do recurso actualmente excede a sua reposição anual, o que põe em causa a sustentabilidade da floresta nacional no longo prazo. Mesmo adoptando o cenário mais positivo (C), o *consumo* excede a *disponibilidade efectiva* em 0,7 Mton/ano. Este cenário poderá agravar-se caso o número de centros consumidores (cogeração, *pellets*) venham a aumentar, o que é incerto à luz da conjuntura actual. As CTBF que se encontravam projetadas foram canceladas devido a factores económicos (acesso à matéria-prima e dificuldade de financiamento), mas também por apresentarem esquemas de processo ineficientes, que não lhes permite ser competitivas no mercado da biomassa florestal para energia.

As CTBF em funcionamento, desenhadas com esquemas de processo equivalentes, debatem-se com grandes desafios. A tarifa de aquisição portuguesa para CTBF (107-109€/MWh), apesar de ser considerada sobrevalorizada dentro do sistema energético Português, não consegue competir no mercado Europeu com tarifas de outros países (figura 8), o que faz com que estes operadores tenham mais flexibilidade económica e consigam negociar melhores contratos de aquisição de RBF. Assim, torna-se evidente a pertinência estudar soluções de melhoramento da eficiência energética das CTBF.

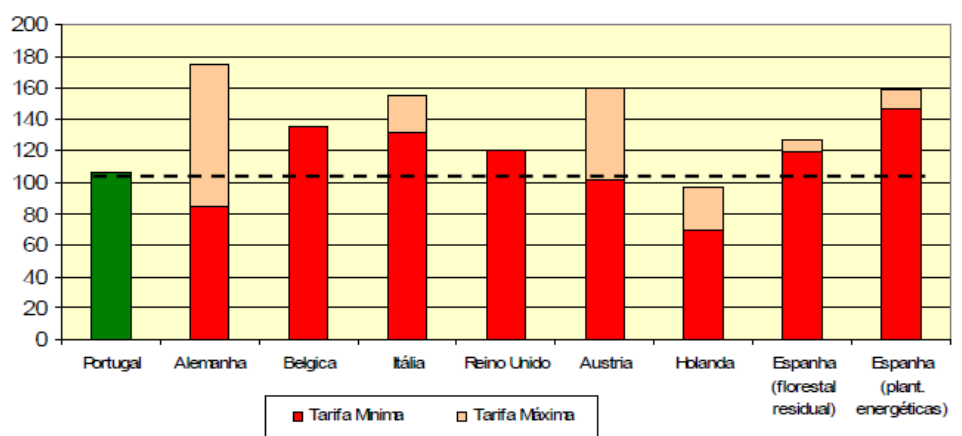


Figura 11 - Tarifas de aquisição em alguns países Europeus (€/MWh). Fonte:(ANPEB, 2015)

De igual forma, prevê-se que a produção de *pellets* e *briquetes* estabilize nos valores actuais devido à escassez de RBF, fruto do forte desequilíbrio entre procura e oferta. Mesmo com maior poder de compra de matéria-prima do que as CTBF, algumas instalações de *pellets* têm sido obrigadas a fechar devido à escassez do recurso (ANPEB, 2015). A tendência dos últimos 3 anos tem confirmado esta posição, visto que apenas unidades de pequena dimensão foram

estabelecidas (5000 – 10000 t/ano), e estão maioritariamente localizadas no Norte de Portugal. Estas unidades são alimentadas por recursos florestais de silvicultores minifundiários, que têm a oportunidade de rentabilizar a sua propriedade florestal, o que contribui para a criação de sistemas de gestão florestais nas zonas (ZIF's) onde estão seriam mais difíceis de implementar.

Tendo em conta que é maior a probabilidade de redução da disponibilidade de RBF no curto prazo, devido à implementação de critérios de sustentabilidade Comunitários, do que o seu aumento, dependente de programas de reflorestação e gestão sustentável que terão resultados a médio-longo prazo, é provável que a situação piore, o que poderá inflacionar o preço dos RBF e assim agravar a situação dos actores do sector, em particular das CTBF, que têm contratos de funcionamento com o Estado Português para 25 anos.

A escassez de RBF face à procura obriga os operadores a utilizarem outros combustíveis de forma a garantir a operação contínua das CTBF. Na ausência de RBF coloca-se o risco de os operadores forçosamente utilizarem madeira (rolaria), o que se pretende evitar atendendo a que a produção nacional, quer de pinho quer de eucalipto, ser actualmente deficitária para os consumos industriais instalados (ICNF, 2010). Contudo, é impossível distinguir à porta das CTBF se a biomassa entregue é apenas constituída por RBF ou se inclui madeira (Patrão, 2010). Actualmente é reconhecido que algumas CTBF estão a operar com recurso a outro tipo de biomassa (e.g. resíduos da indústria madeireira e agroindústria, tocos e pequenas árvores e arbustos que resultam da prevenção de floresta) (Lopes et al., 2013). Isto significa que o planeamento inadequado dos incentivos ao sector da biomassa florestal para energia resultou no aumento da competição por madeira entre as indústrias de aglomerados, pasta, papel e serrações. Esta situação tem impactos negativos, em particular, nas actividades que são predominantemente exportadoras (e.g. pasta e papel), e que na sua maioria já contribuem directamente para a produção de energia nos seus processos industriais (ICNF, 2010). A importação de matéria-prima nestas actividades já se verifica, e pode aumentar em consequência dos desequilíbrios na oferta de matérias-primas florestais (madeira e RBF) induzidos pelo sector da biomassa florestal para energia.

A solução desta problemática deve passar pela introdução de modelos de gestão florestal sustentáveis assentes no conceito de utilização eficiente dos recursos, e pela melhoria da eficiência energética CTBF, ou seja, mais energia gerada por unidade de combustível consumido.

4. Sistemas de Poligeração

4.1 O papel da poligeração no desenvolvimento de SES

4.1.1 Eficiência energética em sistemas de poligeração

O desenvolvimento de SES está directamente associado ao desenvolvimento do conceito de produção descentralizada de energia. Estes sistemas satisfazem a procura local de energia através da utilização de FER e tecnologias de poligeração eficientes, caracterizando-se por apresentarem elevadas eficiências energéticas e de custos, alta fiabilidade e garantirem a protecção do ambiente (Rong & Lahdelma, 2016). Um estudo desenvolvido pela Agência Internacional de Energia (IEA) sobre cenários tecnológicos de energia demonstra que a maior quota de redução de CO₂ é atribuída à eficiência energética, incluindo captura e armazenamento (IEA, 2013).

A poligeração consiste na produção em simultâneo de pelo menos dois produtos energéticos num único processo integrado, recorrendo a tecnologias e modos de operação que garantem elevada eficiência energética. É uma abordagem que pretende melhorar a economia e sustentabilidade da produção de energia, através da maximização da eficiência de transformação da matéria combustível nos produtos energéticos (M. Salomón, 2014). A forma clássica de poligeração consiste na produção simultânea de calor e electricidade, e por isso, pode ser vista como uma generalização da cogeração. A cogeração, tal como foi anteriormente referido, comporta a produção em simultâneo de electricidade e calor. Ambos os produtos energéticos são utilizados, em especial o calor em excesso que resulta da produção de energia eléctrica, que de outra forma seria desperdiçado, como acontece nas CTBF. O exemplo da cogeração elucida o aumento de eficiência energética relativamente às centrais dedicadas: a eficiência para a produção dedicada de electricidade encontra-se tipicamente entre 20-38%, no entanto, quando o calor produzido é utilizado a eficiência energética aumenta para 80-90%. Se existir a possibilidade de produzir outros produtos a partir do excesso de calor (e.g. frio), a eficiência energética global do sistema de poligeração pode ser superior (Rong & Lahdelma, 2016). A poligeração pode ser aplicada em vários sectores, desde aplicações em utilitários domésticos e A&A distrital, até diferentes sectores da indústria, como a pasta e papel, borracha, metalurgia, químicos e alimentação (M. Salomón, 2014).

A utilização de FER, nomeadamente energia solar, energia eólica, hidroelétrica e biomassa, é fundamental no desenvolvimento dos SES. Uma central de poligeração pode ser alimentada por diferentes tipos de combustíveis, incluindo combustíveis fósseis e biomassa, directamente ou pelo recurso à tecnologia de gasificação. A mistura de diferentes combustíveis (e.g. co-combustão ou co-gasificação) também é uma opção viável em sistemas de poligeração orientados para o desenvolvimento de sistemas energéticos com baixas emissões de CO₂ (Rong & Lahdelma, 2016).

Em 2009, a poligeração representava apenas 10% da produção mundial de energia. Vários países na Europa, nomeadamente a Dinamarca, Finlândia e a Rússia atingiram níveis de uso de poligeração entre 30-50% da produção total nacional de energia, como pode ser visto na figura 9 (IEA, 2009).

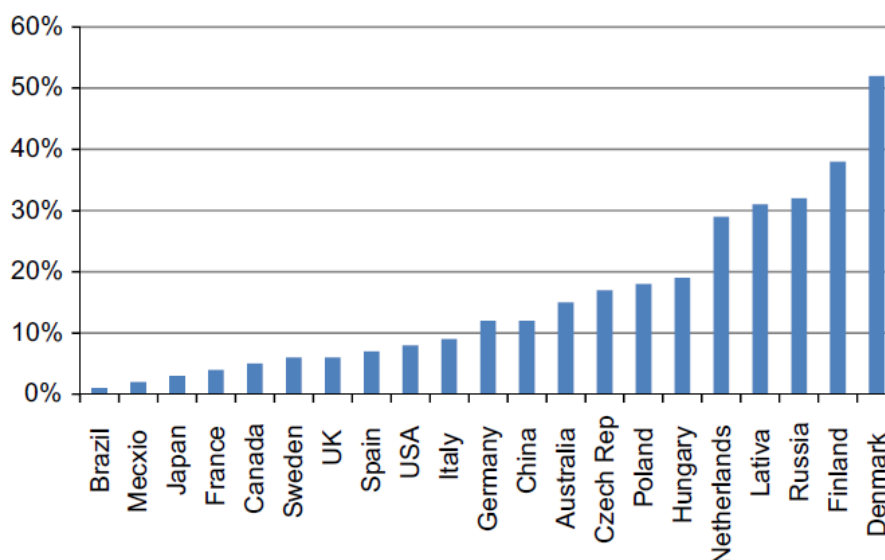


Figura 12 - Quota de cogeração na produção nacional de energia. Adaptado de (Rong & Lahdelma, 2016)

4.1.2 Políticas para a promoção de poligeração na UE

Kanellakis *et al.* estudou a implementação das políticas energéticas na União Europeia, contemplando sete categorias: energias renováveis, eficiência e poupança energética, mercados internos de energia, segurança no abastecimento, protecção ambiental, energia nuclear e investigação e desenvolvimento. Concluiu que, no presente, as alterações climáticas e a potencial escassez dos combustíveis fósseis são os factores que dirigem o desenvolvimento dos SES pelo mundo. Consequentemente, a mitigação dos impactos ambientais e a melhoria da eficiência energética tornaram-se pontos essenciais na concepção de projectos de investimento para produção de energia (Kanellakis, Martinopoulos, & Zachariadis, 2013). A EU tem promovido as tecnologias de poligeração, integrando-as na estratégia de combate às alterações climáticas de forma a cumprir os compromissos assumidos em matéria de emissão de GEE, acordados sob o Protocolo de Quioto. Verifica-se que outros países, assinaladamente os EUA, têm introduzido diferentes mecanismos de suporte para facilitar o desenvolvimento da poligeração.

Actualmente o potencial de poligeração encontra-se subaproveitado, tornando-se importante perceber os motivos. Connolly *et al.* apresenta duas razões principais para a actual situação, uma de natureza tecnológica, outra de natureza política. Primeiro, a maioria das companhias operam as centrais de poligeração (e.g. centrais de cogeração) de acordo com o esquema fixo *power-to-heat-ratio* (PTHR) para facilitar o controlo da produção do produto principal. Este esquema rígido impõe excessivas restrições entre a produção de calor e

electricidade e deixa pouco espaço para ajustar a produção de electricidade em situações onde a produção de calor é fixa. Segundo, a política energética de promoção do desenvolvimento de energia sustentável vigente em diferentes países, coloca demasiada ênfase na produção de electricidade, como é o caso das CTBF portuguesas (Connolly et al., 2014). A electricidade é a mais nobre das formas de energia, exceptuando o facto de que o seu armazenamento implica custos elevadíssimos. Para a electricidade, o custo de armazenamento é actualmente cerca de 170€/kW, ao passo que para energia térmica estes custos podem variar entre 0,5 e 3€/kW (Rong & Lahdelma, 2016). Quer isto dizer que a delineação, planeamento e metodologias de elaboração de políticas têm falhado em considerar adequadamente a produção sustentável em simultâneo de diferentes produtos energéticos. Consequentemente, a energia térmica, igualmente importante para diversas aplicações (e.g. A&A) tem sido negligenciada de forma significativa (Connolly et al., 2014).

Nos 27 Estados-Membros da EU, 42% da procura de energia final corresponde a energia térmica, com tendência a aumentar devido ao crescimento da procura de serviços de arrefecimento. Hoje, grande parte dos sistemas individuais de arrefecimento na EU funcionam a electricidade, mas com o desenvolvimento de novas tecnologias mais eficientes a tendência é para a implementação de sistemas de arrefecimento não eléctricos (i.e. redes de arrefecimento distritais) (IEA, 2014a).

Em resumo, a energia térmica e a produção de electricidade devem estar conectadas de forma a fazer-se um uso eficiente das FER, e nesta situação, as estratégias de poligeração devem ser utilizadas de forma a otimizar o funcionamento das centrais.

4.2 Metodologias para abordar sistemas de poligeração

Uma abordagem séria das questões de sustentabilidade deve considerar as tecnologias de poligeração como integrantes dos sistemas energéticos. Os sistemas de poligeração são mais complexos do que os sistemas dedicados à produção de apenas um produto energético devido à interdependência entre a produção dos diferentes produtos energéticos (Rong & Lahdelma, 2016).

A optimização é uma das abordagens mais eficientes para lidar com sistemas complexos. A implementação de SES requiere a reformulação dos problemas de optimização relativos à produção, transmissão e distribuição e o desenvolvimento de novas estratégias de gestão. Em sistemas de poligeração, a estrutura de produção dos sistemas energéticos é definida pelo relacionamento de estratégias de optimização da produção com estratégias de apoio à decisão. As metodologias baseadas em modelos têm sido amplamente utilizadas como apoio à decisão no sector da energia (Bazmi & Zahedi, 2011).

Em SES, as estratégias de produção devem ser centradas sobre os impactos ambientais da produção e sobre a procura de energia. As estratégias de produção são desenhadas e implementadas em diferentes níveis sobre um horizonte temporal (dia, semana, mês ou ano),

incluindo o planeamento estratégico de longo prazo, planeamento tático de médio prazo e planeamento operacional de curto prazo. O planeamento estratégico de longo prazo determina a capacidade de investimento e os tipos de tecnologias de produção a adquirir; o planeamento de médio prazo determina a alocação de combustível e as licenças de emissão, assim como o calendário de manutenção das centrais. O planeamento de curto prazo está associado com o *unit commitment* (UC), com o despacho económico (DE) das centrais implícitas, e com as estratégias de licitação de mercado. O DE é o problema básico associado a todos os níveis de problemas de planeamento (Bazmi & Zahedi, 2011). O problema do DE tem como objectivo calcular o perfil óptimo de produção de energia eléctrica (minimizando o custo total de produção) considerando disponíveis vários grupos térmicos para satisfação de um dado consumo (carga) (de Sousa, 1999).

Tipicamente, o modo de operação mais rentável de um sistema de poligeração pode ser planeado através de um modelo de optimização. A optimização de problemas em poligeração tem sido proposta de duas formas: optimização mono-objectivo onde apenas são tratados o despacho económico e o problema da calendarização, com o objectivo de minimização dos custos; e a optimização multiobjectivo onde se inclui como segundo objectivo a minimização das emissões poluentes (Salgado & Pedrero, 2008).

As ferramentas de apoio à decisão eficiente são muito requisitadas em planeamento de sistemas energéticos, pelo menos por duas razões. Primeiro, porque a companhia produtora de energia precisa de responder rapidamente a mudanças no mercado da energia, depois, porque um dos métodos mais comuns para lidar com incertezas passa pela criação de cenários baseados em análises de risco, sendo necessário o manuseamento de um grande número de cenários dentro de um limite razoável de tempo (Rong & Lahdelma, 2016).

As operações dos sistemas de poligeração são complexas devido à interligação dos processos de produção de múltiplos produtos energéticos e à utilização de tecnologias de produção avançadas, que requerem técnicas de operação sofisticadas. Um sistema de poligeração além de ser composto por instalações de geração pode englobar componentes não-geradores. As instalações de produção incluem as centrais de poligeração e as centrais para a provisão individual dos diferentes tipos de produtos, tais como, centrais dedicadas tradicionais, centrais térmicas (caldeiras) e centrais de arrefecimento (*chillers*). Com a penetração do uso de FER, as instalações de produção podem hoje incluir centrais para a produção dedicada de calor ou electricidade, tais como eólicas, solar térmica e hidroelétrica, assim tecnologias de poligeração alimentadas por FER (Raj, Iniyar, & Goic, 2011). Os componentes não-geradores incluem contractos bilaterais e estratégias de gestão da procura (EGP) para os diferentes produtos energéticos. As EGP promovem a eficiência do sistema através de modificações nos padrões da procura, isto é, encorajando os consumidores a alterar o consumo de horas de pico para horas de vazio (*off-peak*) através de vários mecanismos de incentivo. A mudança é equivalente à introdução de “instalações de produção virtuais” do lado do consumidor (Behrangrad, 2015).

4.3 Tecnologias de Poligeração

As tecnologias de poligeração podem ser classificadas sob diferentes perspectivas. Em termos de *output* de formas de energia, as energias básicas são a electricidade e o calor. Outras formas úteis de energia ou produtos podem ser produzidos recorrendo ao uso do excesso de calor. Por exemplo, pode ser produzido frio através da instalação de tecnologia termicamente activa, tais como refrigeradores (*chillers*) de absorção ou adsorção, e também, é possível a produção de água fresca em instalações de destilação (Maraver, Uche, & Royo, 2012). Uma bio-refinaria é outro exemplo que pode ser tratado como uma tecnologia de poligeração. É uma instalação desenhada para, a partir de biomassa, combinar processos de conversão e mecanismos para produção de combustíveis, electricidade, e químicos. O conceito de bio-refinaria é semelhante às tradicionais refinarias de crude de petróleo. Os combustíveis e químicos derivados das bio-refinarias contribuem para a redução da dependência dos produtos provenientes das refinarias de petróleo (Trivedi, Aila, Bangwal, Kaul, & Garg, 2015).

A tecnologia de poligeração também pode ser classificada em termos de máquinas motrizes utilizadas para produzir energia eléctrica. Esta é normalmente produzida pela combinação de um motor ou uma turbina com um gerador eléctrico. As duas turbinas mais frequentemente utilizadas são a turbinas a gás (combustão) e a turbina a vapor. Estes dois tipos de turbinas são adequados para centrais de poligeração de grande ou média escala. O intervalo de dimensão que as centrais com turbina a gás devem ter é de 0,5-250 MW e de 0,5-500 MW para centrais que usam turbinas a vapor (Rong & Lahdelma, 2016). As turbinas a vapor, em teoria, podem utilizar todos os tipos de combustíveis, e principalmente queimar combustíveis sólidos tais como o carvão e combustíveis nucleares. As turbinas a gás podem queimar combustíveis gasosos, tais como o gás natural e o gás de síntese, ou combustíveis líquidos (e.g. diferentes tipos de produtos do petróleo, *bio-oil*). As turbinas e motores adequados para as centrais de poligeração de pequena e média escala incluem motores de combustão interna (MCI) (10-5000kW), micro turbinas (1-1000 kW), motores *Stirling* (100 kW), e células de combustível (0,5-1200 kW). O modelo de células de combustível que se encontra mais desenvolvido tecnologicamente são as células de hidrogénio. Esta é uma das opções mais promissoras para a produção de electricidade sem emissões, porque utiliza hidrogénio como combustível e obtém água como subproduto (M. Liu, Shi, & Fang, 2014). Quando a biomassa é o combustível as turbinas a vapor são normalmente utilizadas porque permitem a queima directa de biomassa (Dong, Liu, & Riffat, 2009). A pesquisa efectuada em sistemas de poligeração está sobretudo assente em turbinas a vapor, o que diminui o risco associado ao investimento neste tipo de equipamentos.

Para centrais de poligeração de pequena escala, é pertinente mencionar o desenvolvimento de tecnologia baseada em Ciclos Orgânicos de Rankine (COR). Este ciclo utiliza químicos orgânicos, em vez de água, como fluído de trabalho, o que permite operar o sistema a temperaturas e pressões mais baixas do que as verificadas nas turbinas a vapor

convencionais, permitindo o uso dos gradientes térmicos de baixa temperatura e melhorando dessa forma a eficiência da produção eléctrica. Isto faz com que sejam adequados para aplicações de poligeração de pequena escala, onde a quantidade de calor desperdiçada não atinge temperaturas muito elevadas. Para tecnologias de poligeração baseadas em FER os desenvolvimentos actuais estão sobretudo focalizados em tecnologias de pequena e micro escala (Dong et al., 2009; Raj et al., 2011).

4.4 Características de operação em centrais de poligeração

As centrais de poligeração podem ser divididas em duas categorias: convexas e não-convexas. Esta característica está relacionada com o grau de interdependência na produção dos produtos energéticos.

4.4.1 Características das centrais convexas

As centrais mais flexíveis conseguem variar a produção de um dos produtos, procurando a cada momento produzir aquele(s) que mais rentabilidade proporciona(m) à central, minimizando as perdas, por excesso ou por defeito, dos restantes produtos energéticos. Estas centrais chamam-se convexas porque a área formada pela relação, por exemplo, calor-electricidade-custo, apresenta características de um polígono convexo, ou seja, um polígono que não é atravessado pelo prolongamento de qualquer dos seus lados, como pode ser visto na figura 13.

A figura 13 representa uma central de cogeração com turbina a vapor de contrapressão, com uma entrada de vapor de alta pressão (h_0), uma extração de vapor de baixa pressão (h_1), e um condensador com uma entrada de vapor de baixa pressão (h_2). A válvula de redução ($v01$) permite converter directamente o vapor de alta-pressão em vapor de baixa-pressão; p e q representam o *output* de electricidade e calor, respectivamente. Com esta configuração a central adopta uma característica convexa, como demonstrado na figura 13. Os pontos dos vértices são chamados pontos extremos.

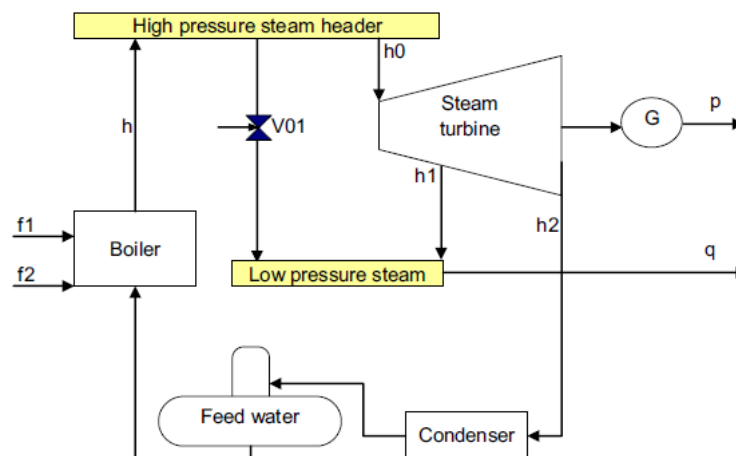


Figura 13 - Esquema de uma central de cogeração com turbina a vapor; Adaptado de (Rong & Lahdelma, 2016)

Numa central de poligeração, a produção de diferentes produtos energéticos segue uma característica comum, o que significa que o planeamento da produção destes é feito de forma coordenada, tendo em conta a interdependência entre os custos de operação e a produção dos produtos energéticos. Normalmente, a característica comum é mais complexa do que o esquema fixo PTHR, que representa um tipo especial de característica de uma central convexa, escolhido por grande parte das companhias de energia por facilitar o controlo da central. O esquema fixo PTHR pode apenas garantir a operação eficiente da central sob determinadas condições, quando, por exemplo, a procura de calor é constante ao longo do tempo.

Uma central de poligeração deve operar dentro de uma região viável, que ofereça espaço suficiente para ajustar o *output* de trabalho mecânico para um dado *output* de calor. Numa central convexa, a região viável de operação e a função de custo são ambas convexas (Lahdelma & Hakonen, 2003; Rong, Hakonen, & Lahdelma, 2006).

Figura 14 - Região viável para operação de uma central de cogeração. Adaptado de (Rong & Lahdelma, 2016)

A grande vantagem das centrais convexas é a flexibilidade de ajuste das quantidades de produtos, para dessa forma maximizar os rendimentos. A electricidade produzida a cada momento pode ser vendida à rede ao preço de mercado, e o calor produzido deve satisfazer a procura local de A&A distrital ou de processos industriais específicos.

4.4.2 Características de centrais não-convexas

As centrais com turbinas a vapor de contrapressão ou condensação e arrefecimento auxiliar, turbina a gás, ou ciclo combinado, podem apresentar características não-convexas na região de operação ou nos custos operacionais. Estas características, sob determinadas condições, trazem ineficiências ao processo, porque o ajustamento da produção de um produto influencia directamente os outros. A produção de um produto para satisfazer a procura pode resultar na produção por excesso ou por defeito do outro, derivado da inflexibilidade do ajuste (Rong & Lahdelma, 2016).

A figura 14 ilustra as características não-convexas de uma central de contrapressão com opção de arrefecimento auxiliar. Uma técnica bem conhecida para lidar com características não-convexas é a partição convexa. A área característica (total) na figura 11 pode ser particionada em três áreas convexas: A_1 , A_2 , e A_3 . A área A_1 contém os pontos extremos 1, 8, 9, 2 e 3 e representa a combinação do modo de operação normal em contrapressão (linha entre os pontos 1 e 2), o modo de condensação (área formada pelos pontos 1, 2 e 3), e o modo de redução (área formada pelos pontos 1, 2, 8 e 9). As áreas A_2 e A_3 representam o modo operacional de arrefecimento auxiliar: A_2 inclui os pontos extremos 1, 3, 6, 5 e 4, e A_3 os pontos 2, 7, 6, e 3. A não-convexidade da central vem da região dos custos operacionais, contudo, noutros casos, esta poderá vir da região de operação. Cada subárea pode ser tratada como uma componente convexa.

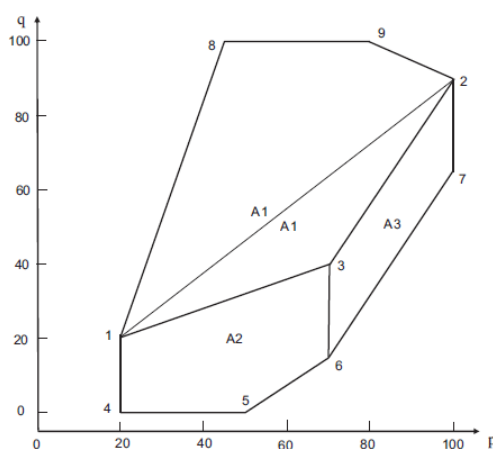


Figura 15 - Características não-convexas de uma central de contrapressão com opção de arrefecimento auxiliar; Adaptado de (Rong & Lahdelma, 2016)

4.5 Optimização da conversão energética

De forma semelhante aos sistemas de produção dedicados, os desafios relacionados com as características não-lineares, não-convexas e combinatórias permanecem nos sistemas de poligeração. A diferença essencial entre as centrais de poligeração e as centrais dedicadas reside na interdependência entre os diferentes produtos energéticos, o que implica o planeamento coordenado da produção dos diversos produtos.

Em termos de modelação, existem três métodos para lidar com a produção em simultâneo de diferentes produtos energéticos. O primeiro consiste em introduzir explicitamente uma matriz de acoplamento entre os diferentes produtos energéticos (Chicco & Mancarella, 2009). No sector energético, a representação através de matrizes tem sido efectivamente explorada dentro da abordagem exérgica simbólica. Esta abordagem define a relação *input-output* entre os componentes da central através do uso de fluxos exérgicos relevantes, levando à determinação da eficiência global exérgica da central. O uso de abordagens baseadas na exergia permitem reduzir a árvore de vectores energéticos envolvidos numa simples entrada escalar de exergia. Contudo, para uma avaliação económica da operação é necessário considerar separadamente os

vários vectores de exergia, o que é particularmente relevante na presença de preços de energia variáveis no tempo associados a cada fluxo de energia de/para redes energéticas externas.

O segundo método consiste em incorporar a integração da produção de diferentes produtos energéticos em equações que descrevem o processo de conversão dos diferentes produtos energéticos (Fazlollahi & Maréchal, 2013; P. Liu, Gerogiorgis, & Pistikopoulos, 2007).

O último método consiste em incorporar a produção integrada de diferentes produtos energéticos na caracterização da região viável da central de poligeração, como ilustrada na figura 13 e 14 (Rong et al., 2006)

Em termos de abordagens de solução, existem duas formas de lidar com o problema. Uma passa por aplicar técnicas de soluções gerais, incluindo técnicas inteligentes, tais como algoritmos evolucionários (Fazlollahi & Maréchal, 2013) e abordagens clássicas de optimização (Chicco & Mancarella, 2009; P. Liu et al., 2007).

A outra alternativa é aplicar algoritmos especializados de solução eficiente. O fundamento do algoritmo especializado consiste em processar o modelo da central com estrutura especial através da reformulação do modelo geral de uma forma especial. Utilizando esta abordagem, uma central de poligeração convexa, é o alicerce do modelo global do sistema de poligeração. O modelo convexo pode ser formulado como um problema extremo segundo a combinação convexa dos pontos extremos como demonstrado na figura 13. Uma central não-convexa pode ser codificada na base do modelo da central convexa segundo as técnicas de convexão particionada, ilustradas na figura 14 (Rong et al., 2006).

Os componentes que fornecem um único produto energético e os componentes não-geradores podem ser tratados como casos especiais de centrais de poligeração. Neste sentido, sistemas de poligeração podem ser modelados utilizando uma técnica de modelação unificada.

4.6 A Sustentabilidade dos sistemas energéticos de poligeração

Na secção anterior foram revistas as técnicas para abordar sistemas de poligeração, com destaque para a problemática da interdependência dos produtos energéticos em sistemas de poligeração. Nesta secção, são identificados novos problemas no contexto do desenvolvimento de energia sustentável e são discutidas possíveis técnicas de optimização para lidar com os mesmos.

As crescentes preocupações com impactos ambientais relacionados com a produção de energia e a penetração das FER encorajam o desenvolvimento de redes eléctricas inteligentes (REI). Estas estão munidas de equipamentos com funções avançadas de medição automática, controlo, e ajustamento às cargas energéticas, o que é possível através do uso de informação digital e tecnologia de comunicação moderna. As REI são desenhadas para melhorar a rede eléctrica actual com o objectivo de aumentar a sustentabilidade, caracterizado por eficiência de energia e custos, alta fiabilidade, e protecção do ambiente (Alanne & Saari, 2006).

O desenvolvimento de SES promove, por um lado, o desenvolvimento de sistemas energéticos descentralizados (SED), isto é, sistemas onde a energia é consumida num local próximo do centro produtor, na tentativa de reduzir o custo e melhorar a fiabilidade do sistema, através da eliminação de transmissão de electricidade em longas distâncias, característica dos sistemas centralizados. Por outro lado, estes desenvolvimentos encorajam a integração internacional dos mercados de energia, onde o excesso de electricidade de alguns países pode ser exportado para outros de forma a atingir um abastecimento competitivo de electricidade.

Na seguinte secção, os desafios relacionados com a optimização são discutidos ao nível da distribuição e da transmissão.

4.6.1 Micro-redes inteligentes de poligeração

O conceito de SES integra-se no desenvolvimento do conceito de produção descentralizada de energia, que se refere ao consumo de energia próximo do centro produtor. Normalmente, os SED implicam a integração de diversas tecnologias de produção descentralizada de pequena escala. A poligeração e várias tecnologias que utilizam FER, como a energia solar, energia eólica, a hidroelétrica e a biomassa são incluídas nas categorias de tecnologias de distribuição descentralizada.

Os SED são desenvolvidos em contraste com os convencionais sistemas centralizados de energia. Num sistema convencional, os centros produtores estão localizados longe dos consumidores, e são utilizadas redes de transmissão de longas distâncias para os conectar. Num SED, a energia é produzida localmente, e por isso as transmissões de electricidade em longas distâncias são evitadas, reduzindo desta forma as perdas de energia. Os SED promovem o conceito de autossuficiência e reduzem a dependência do abastecimento energético do exterior, permitindo a melhoria da eficiência e da fiabilidade (Rong & Lahdelma, 2016).

Quando tecnologias de poligeração são envolvidas, as REI são normalmente chamadas de micro-redes de poligeração inteligentes. Estas redes podem operar de forma independente ou em conjunto com a rede eléctrica convencional. As micro-redes de poligeração inteligentes podem, por exemplo, integrar sistemas de A&A residencial com ilhas de produção de electricidade, conectados através de uma rede privada. Uma parte da procura de electricidade pode ser satisfeita por um produtor local e a outra parte pela permuta de electricidade através de uma rede privada (Bracco, Delfino, Pampararo, Robba, & Rossi, 2013). Dentro dos SED, a permuta de energia eléctrica pode ser tratada como permuta interna, uma vez que a distância da energia transmitida é normalmente curta, e na maioria dos casos, a permuta não passa pela rede eléctrica normal.

Bracco *et al.* listou os componentes básicos destes sistemas, incluindo diferentes instalações de produção, instalações de armazenamento, e tecnologias de arrefecimento termicamente activas. As instalações geradoras incluem turbinas a gás micro-poli-geradoras, MCI

poligeradores, motores *Stirling*, campos fotovoltaicos e moinhos micro-eólicos. As instalações de armazenamento incluem estações de recarga de veículos, baterias eléctricas, e dispositivos de armazenamento térmico. As tecnologias de arrefecimento termicamente activas incluem refrigeradores de absorção e adsorção.

Existem dois principais desafios para estes sistemas. O primeiro desafio está relacionado com a natureza intermitente (estocástica) dos SED sustentados por tecnologia solar e eólica. A rede de penetração das eólicas precisa de considerar o impacto da natureza estocástica do vento no sistema e assim necessita de manusear um UC estocástico (Tuohy, Meibom, Deny, & O'Malley, 2009). O segundo desafio prende-se com a natureza dinâmica do problema causado pela carga e descarga dos diferentes tipos de instalações de poligeração. O armazenamento térmico tem sido utilizado em sistemas convencionais de poligeração para nivelar as variações térmicas de curto prazo, podendo também ser utilizado como uma componente de EGP. A energia térmica, em especial a energia para arrefecimento, pode ser armazenada durante as horas de vazio e injectada na rede durante as horas de pico (Rong, Lahdelma, & Luh, 2008). Numa micro-rede inteligente de poligeração, o armazenamento térmico constitui um elemento essencial. Além disso, a utilização de tecnologias à base de FER apenas para produção de electricidade pode causar desequilíbrios espaciais e temporais entre a procura e a oferta. Nesta situação, o armazenamento de electricidade é uma das maneiras de lidar com o problema (Bracco, Delfino, Pampararo, Robba, & Rossi, 2015).

Por aqui é possível perceber que as instalações de armazenamento de sistemas de poligeração poderão apresentar diversas configurações.

4.6.2 Integração com sistemas convencionais

Tal como mencionado anteriormente, os SED advogam a autossuficiência, mas não excluem a possibilidade de se conectar a uma rede de transmissão convencional se a permuta de electricidade representar uma melhoria para a eficiência global do sistema. Sob determinadas circunstâncias, é necessário que os SED operem em conjunto com uma rede eléctrica convencional. Por exemplo, a penetração em grande escala de electricidade produzida a partir de energia eólica, poderá causar excesso em alguns países. Então, uma opção viável passa por exportar o excesso de energia produzida para países vizinhos através de uma rede de transmissão de longa distância. Nesta situação, o intercâmbio de energia é benéfico se o custo marginal da produção de electricidade nos outros países for superior.

Em paralelo com o desenvolvimento de SES ocorre a transição para o mercado Europeu de Energia. A UE pretende integrar os mercados nacionais de energia para que as tecnologias de eficiência energética, com especial incidência nas FER, possam ser partilhadas a nível Europeu, e assim contribuam para aumentar a competitividade e segurança no abastecimento de energia eléctrica (Rong & Lahdelma, 2016). Logo, torna-se necessário conectar os SED através de redes

de transmissão de electricidade, situação que, neste contexto, contribui para aumentar a sustentabilidade dos SED, uma vez que o custo e a eficiência do sistema são melhorados. Além disso, a quota de energia proveniente de FER transmitida através das redes aumenta, o que se traduz na redução das emissões de GEE. Por fim, é importante mencionar que as REI têm a capacidade de sincronizar a procura com a oferta, factor decisivo na integração de SED com redes eléctricas convencionais (Ahat et al., 2013).

4.6.3 Sistemas de poligeração com unidades de armazenamento de energia

A alta eficiência e rentabilidade das centrais de poligeração pode ser melhorada através da utilização de unidades de armazenamento. O armazenamento de calor torna possível relaxar a restrição da produção de calor a cada hora para satisfazer a procura local. Isto permite reduzir os custos da variável de produção de calor através do armazenamento de calor nas alturas em que a procura é baixa e libertando-o nas alturas em que a procura aumenta. Através do relaxamento entre a produção de calor e trabalho, o armazenamento de calor também permite a produção de mais electricidade para o mercado quando o preço de venda é alto e a redução da produção desta quando o preço é mais baixo.

As técnicas típicas para operar sistemas de poligeração com armazenamento são baseadas em optimizações dinâmicas, programação linear inteira-mista (Capuder & Mancarella, 2014), assim como a técnica de decomposição de Benders e outros métodos numéricos. Por exemplo, o polinómio de Lagrange (*lagrangian relaxation method*) é aplicável ao tratamento de sistemas de poligeração convencionais com armazenamento no contexto do desenvolvimento de SES (Rong et al., 2008). Recentemente, Ferrari desenvolveu um *software* que calcula os custos marginais de uma determinada central a cada momento de forma a responder rapidamente a mudanças em tempo real (e.g. variações no preço de mercado). Esta é uma abordagem interativa pioneira no desenvolvimento de ferramentas que permitem afinar o controlo e a optimização da central em tempo real (Ferrari, Pascenti, Sorce, Traverso, & Massardo, 2014).

No caso de ser necessário conectar um SED com uma rede eléctrica convencional, um novo problema emerge da interação entre o sistema de poligeração e a rede de transmissão. Cada SED pode produzir energia térmica para satisfazer a procura local (A&A), enquanto uma parte da procura de electricidade pode ser satisfeita através da produção local e a outra transferida através da rede eléctrica. Apesar de não existir investigação específica a tratar este assunto, é possível desenvolver algoritmos especializados eficientes ao explorar a estrutura combinada de um modelo de poligeração e rede de transmissão, semelhante às abordagens apresentadas na pesquisa anterior (Rong et al., 2006).

Este problema difere do problema da produção e transmissão convencional, onde apenas a central dedicada tem capacidade de produção, e a electricidade apenas pode ser transmitida da central para os utilizadores finais. Neste novo problema, todos os SED têm capacidade variável

de produção e de recepção de electricidade. A electricidade deve ser transmitida dos SED com menores custos marginais de produção para SED com maiores custos marginais de produção. O custo marginal da produção de electricidade para cada SED precisa de ser determinado dinamicamente quando a procura de outros produtos energéticos são satisfeitos (Ng & Sy, 2014).

4.7 Práticas na operação de centrais de poligeração e problemas associados

A utilização de tecnologias de poligeração pode resultar em poupanças energéticas significativas no caso da electricidade e o calor serem eficientemente utilizados. A eficiência global das centrais é determinada principalmente pela utilização da energia térmica, uma vez que a electricidade é normalmente utilizada sem desperdício. O papel da eficiência energética é essencial para que o abastecimento seja sustentável, fiável e económico, especialmente quando são utilizados combustíveis fósseis. Diferentes instalações de armazenamento podem servir de almofada aos desequilíbrios temporais na produção dos diferentes produtos energéticos. Em especial, o armazenamento térmico torna possível a operação de uma central de poligeração com a carga de combustível mais eficiente (Ferrari et al., 2014; Rong et al., 2008)

4.7.1 Operação com o esquema fixo PTHR

Como demonstrado na figura 9, a Finlândia é um dos principais países na Europa a investir em tecnologias de poligeração, fazendo proveito da dimensão da indústria transformadora da madeira e do clima frio. A indústria da pasta e do papel é uma das maiores indústrias Finlandesas, e das que consome mais energia, em grande parte devido aos processos de produção de polpa e a secagem do papel. Nestes processos, é necessário que a central forneça vapor a pressões e temperaturas ideais. Este vapor é disponibilizado a partir da turbina a vapor onde se produz electricidade em simultâneo. À medida que a produção de papel aumenta, mais calor é necessário e, consequentemente, mais energia é produzida.

A indústria da pasta e do papel é um dos sectores onde a cogeração é aplicada para reduzir significativamente os consumos energéticos e alcançar poupanças de combustível e redução das emissões. O clima frio da Finlândia resulta numa carga de calor mais longa, o que facilita a integração de sistemas de cogeração com sistemas de A&A distrital, com melhorias da eficiência global do sistema (Rong & Lahdelma, 2016).

A *Helsinki Energy*, é uma das maiores companhias de energia da Finlândia, e serve a maioria dos edifícios na cidade (residencial, comercial e institucional) via redes de aquecimento distrital. Os sistemas de aquecimento distrital consistem em centrais de poligeração, centrais térmicas e instalações de armazenamento térmico. Cerca de 90% da procura de calor da cidade é satisfeita pelo aquecimento distrital, enquanto cerca de 90% desse calor é produzido em centrais de cogeração com eficiências globais superiores a 90% (Riipinen, 2013). As centrais de cogeração podem garantir a procura de calor da cidade na primavera, verão e outono. No inverno a procura

de calor adicional é satisfeita por centrais termoelétricas. O armazenamento térmico (tanques de água) é usado para armazenar o calor produzido à noite pelas centrais de cogeração quando a procura é baixa. Durante a manhã, quando a procura de calor é elevada, o calor acumulado é injectado na rede de aquecimento distrital.

Em determinadas circunstâncias, as centrais de poligeração podem operar de acordo com o esquema fixo PTHR pois este simplifica o controlo enquanto mantém elevados níveis de eficiência energética. Contudo, este esquema requiere que uma das seguintes condições seja cumprida para alcançar a eficiência desejada: primeiro, que a procura de calor seja uma percentagem aproximadamente fixa; segundo, que a electricidade produzida seja livremente comercializada no mercado eléctrico (mercado desregulado de energia). Nestes casos, a procura de electricidade não impõe uma restrição à produção de trabalho e calor da central de poligeração (Rong & Lahdelma, 2016).

4.7.2 Pontos negativos do esquema fixo PTHR

Normalmente, há dois modos de operar uma central de poligeração. Um orientado para a produção de calor, onde a primeira preocupação é satisfazer a procura de calor, e outro orientado para a produção de electricidade, onde o principal objectivo é maximizar as receitas da venda de electricidade.

Ambos os modos de operação podem resultar na perda de uma certa quantidade de energia. Sob mercados desregulados de energia, o modo orientado para a produção de calor é favorável caso haja a possibilidade de comercializar livremente a electricidade nos mercados. Nesta situação, a rentabilidade de uma central de poligeração depende sobretudo do volume e da duração da procura de carga térmica. Este é o principal motivo pelo qual várias centrais de poligeração são operadas segundo o esquema fixo PTHR, especialmente no espaço Europeu, onde existe a possibilidade de vender qualquer volume de electricidade no mercado a qualquer instante. Neste caso, o benefício da poligeração deve ser avaliado com base nas receitas das vendas de electricidade (Rong & Lahdelma, 2016).

Por outro lado, deve compreender-se que o uso de um esquema fixo PTHR pode comprometer o potencial do sistema de poligeração, especialmente quando são utilizadas tecnologias de produção avançadas que assumam características não-convexas. No modo orientado para a produção de electricidade, do ponto de vista económico, quando os preços são mais baixos deve ser produzida menos electricidade e vice-versa, o que torna crítica a capacidade de ajustar o *output*, de forma a responder com eficácia às variações dos preços de mercado.

Além disso, com o esquema fixo PTHR é fácil amarrar a central a um estado ineficiente quando as condições mencionadas anteriormente não são satisfeitas. A satisfação da procura de um produto energético pode causar a produção excessiva de outros produtos. É especialmente difícil para um SED isolado operar eficientemente com recurso a um esquema fixo PTHR quando

os padrões de procura dos diferentes produtos não assumem uma relação linear. Nestes sistemas, a procura de qualquer um dos produtos energéticos deve ser satisfeita pelo próprio sistema, e por isso a sua produção deve ser flexível (Rong & Lahdelma, 2016). O armazenamento térmico pode apenas aliviar os desequilíbrios dos diferentes produtos energéticos por um curto período de tempo. Estas razões levam a considerar que a operação de centrais de poligeração isoladas devem afastar-se do esquema fixo PTHR e operar noutros pontos das regiões demonstradas nas figuras 11 e 12.

4.8 Contribuições da poligeração para o desenvolvimento de SES

O papel da poligeração não deve ser subestimado no curso do desenvolvimento dos SES, e vários pontos são apontados para o justificar.

Em primeiro lugar, actualmente, os combustíveis fósseis são os recursos que mais contribuem para a produção de calor e electricidade em todo o mundo. De acordo com um estudo do *World Energy Council* o abastecimento total de energia primária por recurso não sofreu alterações significativas desde 1993 até 2011, com os combustíveis fósseis a dominarem o abastecimento, representado cerca de 82% da figura total (WEC, 2013). Especialmente, em grandes países como a China, onde a economia nacional depende amplamente do uso de carvão, a implementação de sistemas de poligeração eficientes baseados em carvão, como por exemplo, a Ciclo Combinado com Gasificação Integrada a Biomassa (CCGIB), são opções viáveis para o desenvolvimento de SES (H. Liu, Ni, Li, & Ma, 2008; Xie, Li, & Zhao, 2010). Outra solução, nomeadamente para os países que planeiam consumir grandes quantidades de combustíveis fósseis nos próximos anos, passará pela implementação de sistemas de poligeração híbridos, que são possíveis graças à flexibilidade na escolha do combustível que estas centrais oferecem, contribuindo significativamente para a redução das emissões de GEE (Yang, Entchev, Ghorab, Lee, & Kang, 2014).

Segundo, as centrais de poligeração podem operar em conjunto com tecnologias como bombas de calor, ciclos termodinâmicos (e.g. COR), e instalações de armazenamento térmico, dos quais podem retirar o excesso de calor de baixa temperatura, como por exemplo, os gases de combustão condensados. Consequentemente, o custo global, a eficiência energética, bem como a flexibilidade dos sistemas de poligeração podem ser melhorados. Esta configuração é atrativa para sistemas de A&A residencial e sectores industriais, como o da alimentação e da pasta e papel (Chan, Ling-Chin, & Roskilly, 2013).

Terceiro, a poligeração contribui para alcançar o objectivo de utilizar a biomassa de forma eficiente. Entre os FER, a biomassa é uma das opções mais atrativas e promissoras para tecnologias de poligeração (Pereira, da Silva, de Oliveira, & Machado, 2012). González *et al.* apontou para o facto de que as centrais de cogeração a biomassa são uma opção atrativa em regiões onde é fácil obter RBF (González, Riba, Puig, & Navarro, 2015).

Quarto, as centrais de poligeração podem ser utilizadas para compensar a natureza intermitente dos sistemas a energia solar e eólica, através da integração dos diversos centros produtores.

O desenvolvimento de centrais de poligeração baseadas em FER vai garantir que o sistema energético atinga a meta para a electricidade e calor renovável por um caminho de custo-benefício, e com o reforço da componente de eficiência energética. De acordo com os resultados da análise do modelo de integração dos 3E (*environment, energy and economy*) o aumento da eficiência energética desempenha um papel muito importante no desenvolvimento dos SES (Stocker, Großmann, Madlener, & Wolter, 2011).

4.9 Soluções de poligeração para o futuro

O caminho na direcção da implementação de SES está traçado. Segundo a projecção do WEC, nos próximos 10 anos as FER vão a substituir parte do abastecimento de combustíveis fósseis nos mercados energéticos em resultado das medidas de promoção do abastecimento energético sustentável (WEC, 2013). O caminho para a implementação de sistemas de poligeração baseados em FER está assim aberto, contudo, este deve ser diversificado e deve considerar a actual infraestrutura energética, assim como os principais recursos primários disponíveis em cada país.

Um passo importante no caminho de uma sociedade sustentável consiste na redução dos recursos importados e na maximização da utilização dos recursos locais. Em países com grande abundância em combustíveis fósseis, o uso eficiente destes é uma hipótese viável. Neste caso, a poligeração deve ser uma das principais opções tecnológicas, contribuindo para poupanças no combustível e nas emissões de poluentes atmosféricos (Rong & Lahdelma, 2016). Em países com grande abundância de recursos de biomassa, a poligeração apresenta-se como uma das principais tecnologias de produção. A biomassa é abundante à escala global, e as suas reservas estão em terceiro lugar depois do petróleo e do carvão (Tchanche, Lambrinos, Frangoudakis, & Papadakis, 2011). Em zonas rurais remotas onde o acesso a combustíveis fósseis é caro e limitado, a biomassa está facilmente disponível, e a procura de produtos energéticos, tais como gás, calor, frio, e electricidade podem ser garantidos pelo uso de um sistema de poligeração híbrido baseado em biomassa e recursos solares (Rahman, Hasan, Paatero, & Lahdelma, 2014). Rahman *et al.* argumenta que é possível satisfazer a crescente procura energética através do aumento do cultivo de culturas energéticas em algumas terras agrícolas excedentes após a produção de alimentos para humanos e animais. Esta deve ser uma opção viável para o desenvolvimento de SES principalmente em países em desenvolvimento mas também uma opção a ter em conta nos países desenvolvidos (Rahman, B. Mostafiz, Paatero, & Lahdelma, 2014). A UE dá particular atenção à promoção da poligeração baseada em biomassa e, por isso, é neste momento a região do mundo onde se concentram mais centrais de poligeração alimentadas a biomassa.

As tecnologias de poligeração são, sobretudo, apropriadas para SED. A definição de uma escala apropriada é a garantia do desenvolvimento destes, e deve resultar de um compromisso de equilíbrio entre a área de afetação, o custo e a eficiência energética (Rong & Lahdelma, 2016). Um “Sistema Descentralizado” é uma forma de organizar o sistema, onde a eficiência do custo e da energia são a essência. Num SED, o benefício económico da poligeração pode não ser necessariamente superior ao da produção separada dos diferentes produtos energéticos, pois a eficiência das centrais de poligeração de pequena escala não é, normalmente, elevada. Esta pode ser uma barreira à promoção da poligeração se tecnologias à base de combustíveis fósseis forem utilizadas, contudo, essa barreira desaparece se o sistema de poligeração for suportado por FER (Rong & Lahdelma, 2016).

As políticas para a promoção da poligeração variam muito entre os Estados-Membros da UE. A Finlândia e a Suécia lideram o mercado na aplicação de tecnologias de poligeração ao incentivar a construção deste tipo de centrais. Normalmente não é incentivado a construção de centrais de poligeração de pequena escala devido à baixa eficiência, contudo, tem sido incentivada a construção de centrais de pequena escala quando estas são alimentadas por FER (Rong & Lahdelma, 2016). Na Suécia, os maiores subsídios de investimentos têm sido alocados para centrais de cogeração a biomassa (Haas et al., 2004) Salomón *et al.* reviu as aplicações de pequena escala na Suécia e na Finlândia. Na Finlândia, as centrais de aquecimento distrital e cogeração são alimentadas em grande parte por combustíveis fósseis, que representam cerca de 65% do consumo total de combustíveis. A utilização de biomassa cresceu rapidamente nos últimos anos, atingindo 18% em 2010. Na Suécia, as centrais de aquecimento distrital e cogeração são alimentadas exclusivamente a biomassa (Marianne Salomón, Savola, Martin, Fogelholm, & Fransson, 2011). Na Áustria existem incentivos socioeconómicos para o desenvolvimento de grandes centrais de poligeração a biomassa em centros urbanos, o que servirá para complementar o desenvolvimento de centrais de poligeração de pequena escala integrados em SED (Madlener & Bachhiesl, 2007). A utilização de FER, em particular de biomassa, em sistemas de poligeração está a ser intensivamente investigada na Europa, refletindo o papel futuro que a poligeração exercerá enquanto componente central no desenvolvimento de SES.

5. CTBF – Desafios e Soluções

5.1 Desafios enfrentados pelas CTBF

Os resultados obtidos no capítulo 3 demonstram que a sustentabilidade da floresta está ameaçada pelos crescentes consumos que alimentam os diversos actores do sector florestal. Entre estes actores, as CTBF destacam-se de forma negativa principalmente por dois motivos: por um lado são os maiores consumidores de RBF, atingindo um consumo próximo de 1,4 Mton/ano, por outro apresentam as piores eficiências de conversão energética entre todos os consumidores de RBF, por apenas produzirem electricidade.

Tabela 25 - Consumos actuais das CTBF

Nº	CTBF	Início de operação	Potência (MWe)	Eficiência	Consumo RBF (ton/ano)*
1	Centroliva	1998	5	22,8%	60 748
2	EDP Mortágua	1999	9	22,7%	110 000
3	EDP RodãoPower	2007	12,5	24,7%	140 000
4	CTSM	2008	10	22,8%	121 500
5	EDP Figueira da Foz	2009	26	s.i.	400 000
6	EDP Constância	2009	12,5	24,7%	140 000
7	S.P.C.G. Setúbal	2009	12,5	23,7%	146 000
8	Enerplus Cacia	2009	12,5	23,7%	146 000
9	Ecotactor	2010	2	s.i.	24 300
10	Palser	2010	3	s.i.	36 500
11	Cavalum	2014	2	s.i.	24 300
TOTAL			107		1 349 348

* (para um teor de humidade igual a 35%massa)

O esquema de processo típico das CTBF é apresentado na figura 14. Em modo de produção dedicado as CTBF desperdiçam o calor dos gases de combustão da caldeira e parte do calor presente no vapor à saída do condensador. Os gases de combustão deixam a caldeira, e antes de serem libertados para o ambiente pela chaminé atravessam um sistema de remoção de partículas. Por sua vez, o vapor que sai da turbina é enviado para um condensador onde fornece parte do calor que transporta à água de alimentação da caldeira, sendo o restante perdido para o ambiente através das torres de refrigeração.

O capítulo 4 introduziu os sistemas de poligeração, onde são apresentadas soluções para o aproveitamento do calor residual das CTBF que resultariam no aumento da eficiência global e na redução do consumo de RBF, o que se prevê fundamental para garantir a sustentabilidade da floresta nacional no médio/longo prazo.

Além dos problemas anteriormente descritos, as CTBF enfrentam outros desafios económicos relativos à recolha e ao transporte de RBF e ao custo da electricidade produzida. A

alta dispersão das áreas florestais aliada à baixa densidade energética dos RBF faz aumentar consideravelmente os custos de transporte em relação às centrais convencionais a combustíveis fósseis. Uma das soluções promissoras para lidar com o problema do transporte consiste na produção de *bio-oil* através do processo de pirólise rápida (*fast pyrolysis*) em unidades estrategicamente localizadas nas proximidades das explorações florestais (S. Heidenreich & P. U. Foscolo, 2015). O arrastamento de areias e fragmentos de rochas é outro dos desafios que resultam no aumento do custo da recolha.

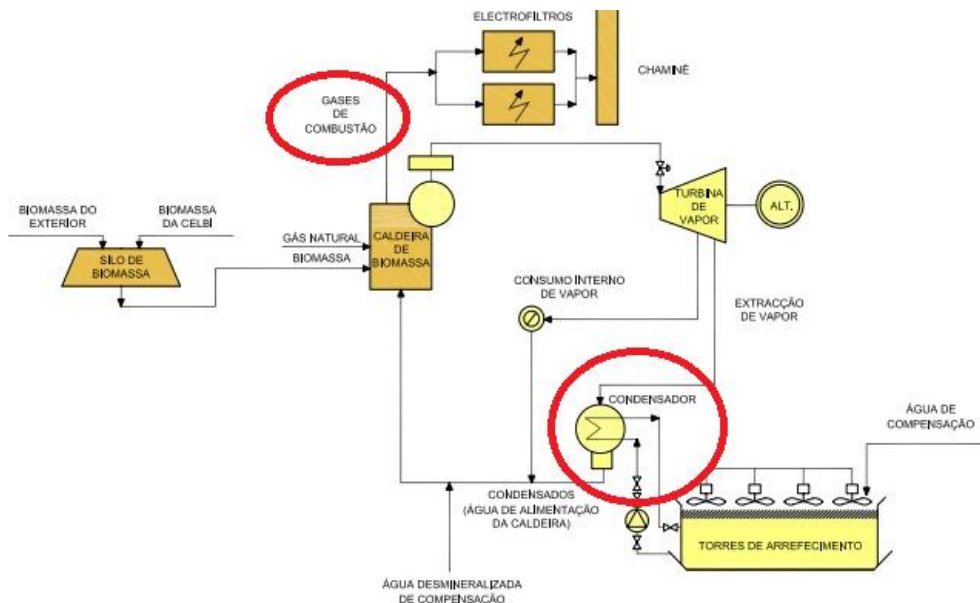


Figura 16 - Esquema de Processo das CTBF

Outro motivo que justifica a procura de soluções que garantam mais eficiência às CTBF prende-se com o custo da produção de electricidade nas CTBF. A electricidade produzida nas CTBF não é competitiva quando comparada com a electricidade produzida a partir de outras FER, em particular da eólica e hídrica, que chegam a ter custos negativos. Por isso, a aposta no sector do calor pelas CTBF, tal como recentemente preconizado pela EU, teria um efeito positivo sobre o défice tarifário da electricidade, que agrava-se a cada dia devido a este e outros incentivos semelhantes, atingindo valores elevadíssimos, que mais tarde ou mais cedo se irão repercutir sobre o custo da electricidade fornecida aos consumidores. Com o esquema de processo actual, as CTBF têm subsistido à custa da tarifa de aquisição assegurada pelo governo Português para o período de 25 anos. Uma descida no valor da tarifa actual significaria o fim das CTBF.

5.2 Soluções de valorização energética

São vários os desafios tecno-económicos que as CTBF em funcionamento enfrentam, por isso, é urgente a procura de soluções que garantam a sua estabilidade no futuro, e que permitam melhorar o seu contributo para o sistema energético Português. Para isso, é necessário desenvolver

e aplicar soluções tecnológicas e conceitos de gestão inovadores que rentabilizem ao máximo os recursos energéticos. No passado, outros países debateram-se com situações semelhantes que foram resolvidas com sucesso através de políticas bem desenhadas. Na Suécia, durante a década de 1990, o governo subsidiou a conversão de velhas centrais termoeléctricas em novas centrais de cogeração a biomassa com turbinas a vapor. O programa foi cumprido com sucesso e resultou em 224 MWe de capacidade instalada em centrais de cogeração para aquecimento distrital e produção de electricidade (Wahlund, 2003). Na Dinamarca muitas centrais termoeléctricas foram convertidas em centrais de cogeração (substituídas por unidades modernas no próprio local, desmantelando as unidades antigas ou utilizando-as como reserva). Em qualquer dos casos, deve ser notado que outros factores não-técnicos, tal como o regime de planeamento energético, terão que ser levados em conta e que sob nenhuma circunstância todas as centrais termoeléctricas existentes serão convertidas em centrais de cogeração, sendo as conversões consideradas individualmente.

Sob esta perspectiva, foram desenvolvidos dois cenários com diferentes soluções tecnológicas: cogeração e ciclo combinado com gasificação integrada de biomassa (CCGIB). Estes pretendem investigar situações mais favoráveis ao funcionamento das CTBF, que contribuam para a redução na utilização de RBF, para a melhoria da eficiência global, e para a redução das emissões de CO₂. Uma breve descrição da tecnologia associada a cada um dos cenários desenvolvidos é apresentada na próxima secção. No cenário de cogeração é introduzida uma secção dedicada a sistemas de poligeração existentes, e que servem de exemplo para o caso de estudo proposto. O cenário CCGIB é desenvolvido para investigar se o aumento da eficiência eléctrica das CTBF seria mais vantajoso do que o aumento da eficiência global em termos de poupança de energia primária, e também para demonstrar a alternativa tecnológica em locais onde não se justifica o funcionamento das CTBF em modo de cogeração devido à insuficiente procura de calor.

5.2.1 Cenário Cogeração

A cogeração consiste no processo de produção simultânea, num processo integrado, de energia térmica e de energia eléctrica e, ou se for o caso, mecânica, tipicamente proporcionando o aproveitamento de mais de 70% da energia térmica proveniente dos combustíveis (Boyce, 2002).

Sendo uma tecnologia que permite racionalizar eficazmente o consumo dos combustíveis necessários à produção de energia útil, a cogeração pode assegurar um aproveitamento elevado da energia primária e, por essa razão, responde favoravelmente aos objectivos das políticas energéticas comunitárias e nacionais. A cogeração responde também de forma eficaz a preocupações de natureza ambiental, uma vez que ao fornecer a mesma energia final com um menor consumo de energia primária, reduz significativamente as emissões de GEE para o

ambiente. A cogeração é, com efeito, o sistema mais eficiente de produção de electricidade a partir de qualquer combustível (COGEN, 2011).

Os principais benefícios da cogeração são:

- Melhoria da eficiência global do sistema;
- Redução das emissões (incluindo as de CO₂);
- Redução dos custos energéticos;
- Se o calor produzido é compatível com a procura, torna-se a forma mais barata de produzir electricidade;
- Melhoria da segurança do abastecimento;
- Redução das perdas por transmissão e distribuição;

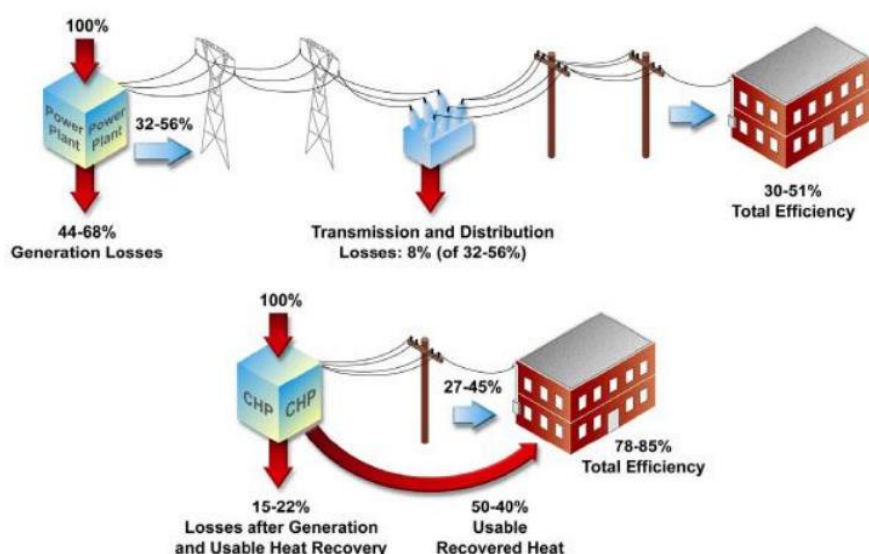


Figura 17 - Comparação entre sistemas convencionais e sistemas de cogeração. Adaptado de (COGEN, 2011)

As centrais de cogeração, para terem a melhor eficiência possível, devem ser dimensionadas para a potência que permita fazer o melhor ajustamento entre a energia térmica gerada na combustão que não é transformada em electricidade e a quantidade que é possível ser consumida por um qualquer consumidor que esteja suficientemente próximo. É por esta lógica que a cogeração implica, normalmente, a instalação de centrais de pequena e média potência e configura um sistema descentralizado de produção de energia eléctrica. Em termos económicos a melhor eficiência da conversão energética traduz-se em menores consumos que criam, por consequência, condições para a redução dos custos associados à utilização das fontes de energia primária (Wahlund, 2003). Wahlund *et al.* realizou um estudo onde compara centrais em modo dedicado com centrais em modo de cogeração, e conclui que em modo de cogeração para a mesma quantidade de produtos energéticos é verificada uma poupança substancial de combustível. O combustível poupado pode então ser utilizado noutro ponto do sistema energético para substituir combustíveis fósseis e reduzir as emissões de CO₂ (Wahlund, 2003).

Existem várias configurações para centrais de cogeração, que dependem do consumidor de energia e das quantidades e qualidades de produtos energéticos que este necessita. Normalmente, para fornecer calor de alta entalpia ($> 300\text{ }^{\circ}\text{C}$) as centrais de cogeração operam para a produção de calor (ciclo de fundo) com turbinas de contrapressão, como é o caso das centrais de cogeração a operar na indústria da pasta e do papel. Associados a utilizadores de calor de baixa entalpia ($< 300^{\circ}\text{C}$) estão normalmente as centrais de cogeração com turbinas de extração-condensação, que incorporam alguns estágios de extração de vapor à pressão necessária ao processo, servindo o restante vapor para a produção de electricidade (ciclo de topo). Neste tipo de centrais de cogeração, existe a possibilidade de modificar a quantidade de vapor que passa no condensador e com isso variar a taxa de produção de electricidade/calor. Dependendo do tipo de central, nível de potência e localização, o custo extra para uma central a operar em regime de cogeração varia entre 10 % a 45 %.

5.2.1.1 Enquadramento legislativo associado à cogeração

A cogeração tem sido promovida a nível Europeu e Nacional por representar uma das formas mais eficientes para produção de energia. O enquadramento legal é constituído por vários documentos, nomeadamente:

- A Directiva 2004/8/CE de 11 de Fevereiro do Parlamento Europeu e do Conselho relativa à promoção da cogeração com base na procura de calor útil no mercado interno de energia constitui o instrumento legal comunitário que visa promover a cogeração nos diversos Estados Membros.

- A Decisão da Comissão Europeia 2007/74/CE de 21 de Dezembro de 2006 estabelece os valores de referência harmonizados em matéria de eficiência para a produção separada de calor e electricidade em conformidade com a Directiva 2004/8/CE. As eficiências são listadas em função da forma de energia primária utilizada e do ano de construção da infraestrutura de produção de energia eléctrica de forma a acomodar a evolução tecnológica que se verificou no período em análise.

- O Decreto-Lei n.º 23/2010 de 25 de Março, recentemente alterado pelo Decreto-Lei n.º 68-A/2015 de 30 de Abril, resulta da transposição da Directiva 2004/8/CE para a legislação nacional e encontra-se orientado para a promoção da cogeração de elevada eficiência que deverá apresentar uma poupança de energia primária (PEP) superior a 10% em relação à produção separada de electricidade e calor. As centrais de cogeração que não atinjam esse limiar de poupança são apenas consideradas eficientes.

- A Portaria n.º 140/2012 de 14 de Maio regulamenta a remuneração do fornecimento de energia eléctrica ao comercializador de último recurso (CUR) utiliza uma tarifa que é função da tecnologia da instalação de cogeração, da sua potência eléctrica instalada e do tipo de combustível utilizado. Esta tarifa de referência é actualizada trimestralmente em função da variação do preço

do combustível, variação da taxa de câmbio euro/dólar, variação do preço da tarifa de acesso e evolução do Índice de Preços no Consumidor.

5.2.1.2 Exemplos de sistemas de poligeração

Recorrendo a esquemas de processo inovadores, os desperdícios de calor verificados nas CTBF poderiam ser aproveitados para diversos fins, como por exemplo, a secagem da matéria-prima de uma unidade de produção de *pellets*, ou injeção de calor de baixa entalpia em circuitos de A&A industrial ou distrital. Apesar destas soluções tecnológicas não serem comuns em Portugal, outros países têm apostado com sucesso na integração do calor residual como forma de melhorar o desempenho global do sistema energético.

Os maiores exemplos vêm da Suécia, onde um dos primeiros sistemas combinados de produção de bioenergia foi criado em 1996 na localidade de Hedensbyn. Este sistema, desenvolvido e operado pela Skellefteå Kraft, combina a produção integrada de electricidade, calor distrital e *pellets*, e consiste, de forma simplificada, na integração de uma central de cogeração, que produz electricidade e calor para um sistema de aquecimento distrital, com uma unidade de produção de pellets, que utiliza o calor residual da central de cogeração para secar matéria-prima (serrim) dos pellets. A central de cogeração opera com um ciclo convencional a vapor (ciclo de Rankine) em regime de co-combustão de RBF (80%) e turfa (20%), recolhidos num raio de 50km da central, e está equipada com uma caldeira de leito fluidizado circulante (96 MW). Na caldeira é produzido vapor com pressão de 140 bar e temperatura de 540 °C, que posteriormente é enviado para a turbina de extração-condensação de alta pressão. Parte deste vapor é extraído entre 7 a 26 bar para servir de fonte de calor no secador de biomassa pressurizado. O secador pressurizado é um secador indirecto de vapor superaquecido (SIVS) no qual o vapor de processo não entra em contacto com a matéria-prima. A temperatura de entrada do vapor no SIVS ronda os 170°C, a temperatura de saída ronda os 120 °C e a humidade da biomassa diminui de 50% para próximo dos 10%. Este desenho permite a recuperação de grande parte do calor fornecido à biomassa sem que haja contaminação do vapor de processo, que poderá, por isso, produzir mais electricidade. Isto é conseguido porque a temperatura de condensação da água evaporada (libertada da matéria-prima) é suficientemente alta para produzir vapor limpo (4 bar) num permutador de calor a partir do condensado não contaminado do secador (vapor de processo à entrada do secador). O vapor produzido é subsequentemente expandido até uma pressão de 0,06 bar numa turbina de condensação. A água contaminada ao condensar é enviada para um economizador para aumentar a sua temperatura antes de realimentar a caldeira. O facto de o secador SIVS funcionar a elevada pressão permite reduzir o tamanho do secador, e assim, manter os custos de investimento baixos. A central opera 5417 horas por ano, no restante período de tempo está parada porque a carga de calor é demasiado baixa para justificar o funcionamento. Este esquema de processo permite a produção de 170 GWh/ano de electricidade (130 GWh/ano

na turbina de alta-pressão e 40 GWh/ano na turbina de baixa-pressão), 260 GWh/ano de calor e 130 000 ton/ano de pellets. A central de cogeração fornece calor para um sistema de aquecimento distrital e por isso nas estações de Inverno e Primavera/Outono em que a carga de calor entregue a este sistema é superior a central apenas cobre 67% da carga de calor do secador (Wahlund, Yan, & Westermark, 2002).

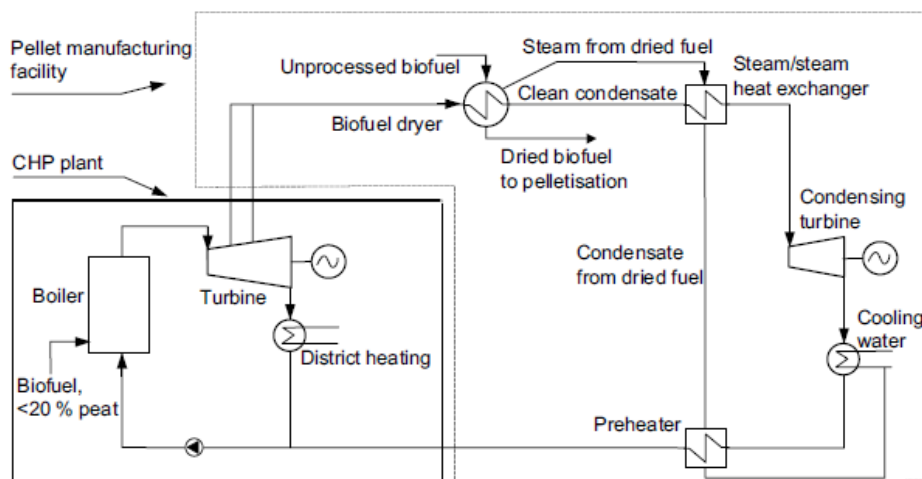


Figura 18- Desenho simplificado da central de poligeração de Skellefteå. Adaptado de (Wahlund et al., 2002)

Wahlund *et al.* analisaram os fluxos energéticos e as emissões de CO₂ do sistema de poligeração para três casos reais: um caso base com a carga total de vapor a ser entregue ao secador e dois casos em que 67% de carga de vapor é entregue ao secador, resultando em diferentes produções de calor e electricidade, que representam as estações de Inverno e Primavera/Outono. Quando a carga de calor para o secador é menor a produção de electricidade é maior. Contudo, o que interessa analisar e utilizar como exemplo para o caso de estudo desenvolvido é a situação em que a central de cogeração fornece a totalidade da carga de calor ao secador. Com a configuração actual a central apresenta eficiência eléctrica de 14% e global de 89%. Contudo num outro estudo, o autor demonstra que uma pequena modificação do esquema de processo da central de poligeração resultaria no aumento da eficiência eléctrica para 25%, como pode ser verificado na figura 19.

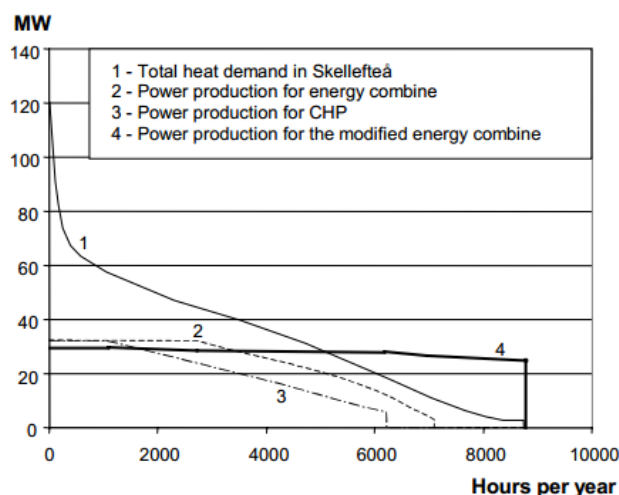


Figura 19 - Curva de calor para Skellefteå com produção de electricidade para diferentes configurações da central.
Adaptado de (Wahlund, 2003)

Na literatura estão presentes outros exemplos que demonstram que a integração do calor residual no esquema de processo das centrais termoelétricas a biomassa permite melhorias na eficiência eléctrica e global do sistema. Brammer *et al.* estudou a influência da secagem de biomassa recorrendo a calor residual no custo da electricidade produzida e na eficiência global e eléctrica de um sistema de gasificação de biomassa em modo de cogeração (0,5 – 3 MWe) e concluiu que, para o melhor caso (3 MWe) o custo da electricidade é menor (8,67 c/kWh) e a eficiência global (80%) e eléctrica (25%) mais elevada quando um secador de biomassa alimentado com calor residual é integrado no esquema de processo (Brammer & Bridgwater, 2002). Khol *et al.* investigaram a integração de uma central de cogeração com unidades de produção de *pellets* de madeira, *pellets* de madeira torrefeita e lama de pirólise, simulando os processos no *software AspenPlus*. Os autores concluíram que a integração permite o aumento das horas de operação da central de cogeração em 38% e do calor produzido para aquecimento distrital na ordem dos 21%. Por sua vez, a produção de electricidade reduz entre 0,4 a 7%, principalmente devido aos consumos dos novos equipamentos adicionados ao esquema do processo. A integração da unidade de produção de *pellets* de madeira com a central de cogeração foi a opção que obteve os melhores resultados: melhor taxa de produção e melhor desempenho energético e ambiental (Kohl, Laukkanen, Järvinen, & Fogelholm, 2013). Erlach *et al.* simularam um esquema de processo integrando uma unidade de carbonização hidrotermal com uma central de cogeração a biomassa, e compararam o desempenho desta com uma central de carbonização hidrotermal dedicada e com uma unidade de *pellets* de madeira integrada com uma central de cogeração a biomassa. Os esquemas de processo das centrais foram modelados com o *software AspenPlus* e uma análise económica foi realizada. A opção de integração entre a unidade de produção de *pellets* de madeira e a central de cogeração apresenta os melhores resultados em termos de eficiência eléctrica e global, registando valores de 16% e 55% respectivamente. Os custos de

produção dos *pellets* de madeira também são menores (9,73 €/GJ) comparados com os custos de produção dos *pellets* produzidos a partir do processo de carbonização hidrotermal (13.48 €/GJ).

Li *et al.* realizaram um estudo sobre a integração de um processo de secagem no sistema de pré-tratamento do combustível de uma central termoelétrica a biomassa. O calor residual do processo de uma unidade industrial com uma potência nominal de 100 MWe foi utilizado como fonte de calor para a secagem da biomassa. A biomassa – neste caso, estilha de pinheiro com 60% de conteúdo em humidade - depois de seca foi utilizada como combustível na central termoelétrica a biomassa com 40 MW de potência eléctrica instalada. Foram estudados processos de secagem para o mesmo secador de biomassa mas com diferentes fontes de calor: gases de combustão e vapor superaquecido. Os resultados demonstram que ambas as fontes de calor desperdiçadas nos processos industriais poderiam ser utilizadas com sucesso na secagem de biomassa. Na seleção da fonte de calor, concluíram que a utilização dos gases de combustão resultaria em menores custos de investimento (~ €2,5 M), numa situação sem internalização dos problemas ambientais, tais como a produção de emissões poluentes ou água residual contaminada. Contudo, segundo os autores, apesar da utilização de vapor superaquecido comportar custos mais elevados de investimento (~ €3m), é a solução mais sustentável e eficiente porque combina tempos curtos de secagem, boa recuperação de calor e elevada protecção ambiental. Para a implementação destas tecnologias foi calculado um período de retorno de 3 a 4 anos, com o preço do combustível (RBF) a rondar os 18€/MWh (Li *et al.*, 2012). Os autores concluíram que a combustão da biomassa com um nível de humidade mais baixo melhora a eficiência de conversão térmica, e, por isso, melhora a eficiência global do processo.

Song *et al.* estudou a integração de três processos de produção de *pellets* com uma central de cogeração em funcionamento na Suécia utilizando diferentes matérias-primas (estilha de madeira e resíduos sólidos do processo de produção de bioetanol). Definiu três opções:

Opção 1: Unidade de produção de *pellets* de madeira integrada com uma central de cogeração que utiliza estilha como matéria-prima e vapor superaquecido para o processo de secagem da biomassa.

Opção 2: Unidade de produção de *pellets* de madeira integrada com uma central de cogeração que utiliza estilha como matéria-prima, e para o processo de secagem da biomassa utiliza vapor superaquecido e gases de combustão da caldeira.

Opção 3: Unidade de produção de *pellets* integrada com uma central de cogeração e uma central de produção de bioetanol de pequena escala. A matéria-prima são os resíduos sólidos da fase de hidrólise do processo de produção de bioetanol e utiliza como fontes de calor para o processo de secagem da biomassa o vapor superaquecido e gases de combustão da caldeira.

A central de cogeração selecionada para o estudo tem uma potência eléctrica de 9 MW, potência térmica de 22 MW e produz vapor a 480 C° e 80 bar em carga máxima. A central fornece calor, em quantidades variáveis durante o ano, para um sistema de aquecimento distrital. Esta

variação cria a possibilidade de utilizar o calor excedentário produzido nos meses mais quentes no secador da unidade de produção de *pellets*. O ano é dividido em 12 períodos, e a integração das bio-refinarias é modelada e simulada para cada período com o programa *Aspenplus*. O desempenho económico anual das três bio-refinarias integradas foi analisado com base nos resultados da simulação. A opção 2, integração da unidade de produção de *pellets* com a central de cogeração utilizando os gases de combustão e vapor superaquecido como fluidos para a secagem da biomassa apresentou o custo mais baixo de produção de pellets (105 €/t_{pellet}), o período de retorno mais curto (menos de 2 anos) e a maior redução de CO₂ das três opções apresentadas. Uma vantagem em comum entre as três opções é o crescimento dramático da electricidade produzida anualmente e uma redução significativa de emissões de CO₂ apesar da pequena diminuição da eficiência eléctrica, que passa de valores próximos de 22% para valores que variam entre 16-18%. Para todas as opções, o rendimento resultante da utilização do calor de condensação do vapor é a chave para reduzir as diferenças de custos entre as matérias-primas e tem um grande potencial para reduzir os custos de produção de *pellets* (Song, Dotzauer, Thorin, & Yan, 2011). O mesmo autor estudou a influência da integração de um processo de secagem de biomassa num sistema de poligeração de calor, electricidade e bioetanol. Os resultados da simulação demonstraram que a eficiência global da central de cogeração aumenta em 3,1% se o processo de secagem, apenas utilizando gases de combustão da caldeira, for integrado com o sistema de poligeração. Além disso, verifica-se que a eficiência eléctrica aumenta 5,5% relativamente ao sistema de poligeração sem o processo de secagem (Song, Starfelt, Daianova, & Yan, 2012). O estudo da integração de um processo de secagem multi-estágio (secador de ar quente com um secador de vapor superaquecido) numa central dedicada a biomassa (12,5 MW) foi realizado por Gebreegziabher *et al.* Os autores demonstram que a integração do processo de secagem multi-estágio no esquema de processo permitiu um aumento na eficiência global de 22.08% para 29.92% (Gebreegziabher *et al.*, 2014).

São vários os exemplos presentes na literatura que demonstram a existência de potencial para o aproveitamento do calor residual das CTBF, quase sempre por recurso à secagem de biomassa. Da análise dos resultados obtidos anteriormente deve ser destacado a integração entre centrais de cogeração e unidades de produção de *pellets*, por um lado, pelo desempenho energético e ambiental superior relativamente a todas as outras opções, e por outro, por representar uma potencial solução para a implementação de sistemas de poligeração nas CTBF portuguesas, que resultariam numa redução do consumo de RBF. Além disso, a análise dos documentos demonstra que a eficiência global aumenta em todos os casos e em alguns a eficiência eléctrica também aumenta com a integração de secagem da biomassa.

5.2.2. Cenário Ciclo Combinado com Gasificação Integrada a Biomassa

Uma solução atrativa e praticável para a produção de energia a partir de biomassa é o ciclo combinado com gasificação integrada a biomassa (CCGIB). Esta tecnologia oferece a possibilidade de alcançar elevadas eficiências eléctricas, entre 35%-50% (Ståhl & Neergaard, 1998). O CCGIB tem sido desenvolvido ao longo de vários anos, contudo ainda não se encontra em fase de comercialização, e esperam-se vários anos até que esteja disponível no mercado.

A tecnologia é baseada na gasificação da biomassa e posterior combustão do gás de síntese numa turbina a gás, e a subsequente expansão do vapor gerado pelos gases de exaustão da turbina a gás numa turbina a vapor, num ciclo combinado de produção de energia. Existem várias tecnologias disponíveis para a gasificação que podem ser classificadas de diferentes maneiras: pressurizadas ou atmosféricas, com oxigénio ou ar como agentes de gasificação, e com reatores de câmara fixa ou leito fluidizado, como é revisto na secção 2.5.3. O reactor de gasificação, o sistema de limpeza do gás e a turbina a gás são unidades essenciais do sistema. A tecnologia não está em fase de comercialização, contudo, uma central de demonstração em Värnamo na Suécia foi concluída em 1999, tornando-se na primeira central do mundo a operar com ciclo combinado com gasificação integrada a biomassa (Wahlund, Yan, & Westermarck, 2004). O esquema de processo da central é apresentado na figura 20.

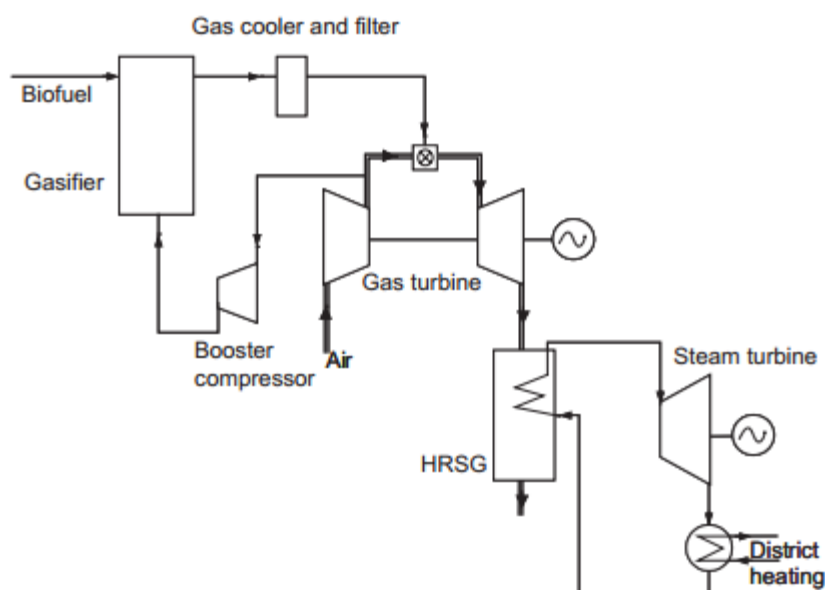


Figura 20 - Esquema de Processo da Central CCGIB em Värnamo, Suécia. Adaptado de (Wahlund et al., 2004)

Espera-se que os ciclos avançados desempenhem um papel de crescente importância, devido às elevadas eficiências eléctricas expectáveis. O potencial das tecnologias futuras baseadas neste conceito inovador são apresentados na figura 21.

Technology ^A (reference)	Fuel input MW ^B	Electrical output MW	Heat output MW	Electrical efficiency -% ^B	Total efficiency -% ^B	COE c/kWh
BEFGT (Anheden, 2000)	8	3	5.8	0.33	1.06	5.2
BEFGT (Eidensten et al, 1996)	100	30	47	0.3	0.77	-
BIGCC (Sydkraft, 2001)	18.5	5.5	8.6	0.3	0.76	-
BIGCC (Aronsson, 1991)	140	61	65	0.44	0.90	-
BIGCC (Bärring et al, 2000)	-	-	-	-	-	5.2-7
Steam turb (Bärring et al, 2000)	-	-	-	-	-	5.1-5.7
BEvGT (Eidensten et al, 1994)	15	6	0	0.4	0.4	-
Steam turb (EPRI, 1997)	294-540	100-184	0	0.34	0.34	3.9-4.7
BIGCC (Arbre, 2000)	25.8	8	0	0.31	0.31	-
BIGCC (Craig, 1996)	330	132	0	0.4 ^C	0.4 ^B	6.5-8.2
BIGCC (EPRI, 1997)	244	110	0	0.45	0.45	3.6-3.1

^A BEFGT - Biomass Externally Fired Gas Turbine, BIGCC - Biomass Integrated Gasification Combined Cycle, BEvGT - Biomass Evaporative Gas Turbine; ^B Based on (LHV); ^C Higher Heating Value; - Data not available

Figura 21 - Características do sistema para cogeração (parte superior) e produção dedicada (parte inferior).
Adaptado de (Wahlund, 2003)

Esta tecnologia foi escolhida para servir de alternativa ao *cenário cogeração* no caso em que não exista procura de calor nas proximidades das CTBF, e dessa forma, a única forma de reduzir o consumo de RBF nas CTBF será através do aumento da sua eficiência eléctrica para a mesma quantidade de energia produzida. Mais pormenores são explicados na metodologia.

6. Metodologia

Identificados os consumos e consumidores, e constatados os problemas enfrentados pelas CTBF, importa, primeiro, quantificar a margem disponível para a redução do consumo de RBF e, segundo, comparar as soluções de valorização energéticas propostas de modo a identificar a solução mais sustentável para cada CTBF. Para alcançar estes objectivos foram desenvolvidos dois cenários recorrendo a diferentes opções tecnológicas, nomeadamente, o “*cenário Cogeração*” e o “*cenário CCGIB*”. O apuramento da *Poupança de Energia Primária* (PEP) que resultaria da alteração do esquema de processo das CTBF para o novo esquema é o principal valor em estudo. Os cenários foram desenvolvidos para 7 das 11 CTBF identificadas, tendo sido seleccionadas as CTBF para as quais foi possível identificar as principais condições de operação, nomeadamente, a potência eléctrica instalada, potência térmica instalada, factor de carga e quantidade de combustível consumido (RBF). Foram, portanto, seleccionadas as CTBF de Mortágua, Constância, Castelo Branco (Centroliva e RodãoPower), CTSM, Setúbal e Cacia. A CTBF da Figueira da Foz, apesar de cumprir os critérios de selecção, foi excluída porque se verificou que vende vapor a indústrias vizinhas no complexo industrial em que se insere. Para efeitos de cálculo foi utilizado o valor do potencial calorífico inferior (PCI) definido pela Agência Portuguesa do Ambiente para biomassa sólida - 15,6 MJ/kg (base seca).

Tabela 26 – CTBF seleccionadas

Nº	CTBF	Potência		Factor de Carga	Consumo RBF* (ton/ano)
		MWe	MWth		
1	EDP Mortágua	9	38	93%	110 000
2	EDP Constância	12,5	50	93%	140 000
3	Centroliva	6	22	93%	60 748
4	EDP RodãoPower	12,5	50	93%	140 000
5	CTSM	10	40	93%	121 500
6	Enerplus Cacia	12,5	50	93%	146 000
7	S.P.C.G Setúbal	12,5	50	93%	146 000
Total		75	300		864 248

* (para um teor de humidade igual a 35%massa)

O *cenário cogeração* é complementado com um caso de estudo sobre a integração da CTBF de Mortágua com uma unidade *PowerPellets* e uma análise comparativa a nível distrital entre os consumos de calor dos sectores industriais seleccionados e a produção de calor que resultaria das CTBF em regime de cogeração. O *cenário CCGIB* refere-se apenas à produção dedicada de electricidade, logo não necessita de ser comparado com a carga de calor das indústrias vizinhas. Contudo, no futuro o funcionamento de uma central CCGIB em modo de cogeração deve ser investigado, devido às potencialidades que este esquema de processo oferece (Ahrenfeldt, Thomsen, Henriksen, & Clausen, 2013).

A redução das emissões de CO₂ para cada um dos cenários foi calculada admitindo que a energia poupada iria substituir processos que utilizam RBF para a produção de calor. Os valores para o cálculo foram obtidos a partir de (Wahlund et al., 2002), o qual assume que 4-5% do conteúdo energético dos RBF é consumido como combustíveis fósseis em todos os momentos do processo de recolha de RBF, desde o corte até ao transporte por camião TIR a uma distância de 50 km da CTBF. O factor admitido é de 0,814 kg CO₂/MWh.

Por último, é realizado o balanço global do sistema, isto é, analisam-se os resultados para o conjunto das CTBF e apura-se a redução total potencial no consumo de RBF que resultaria das duas opções estudadas.

6.1 Cenário Cogeração

A concepção da estratégia para a implementação de sistemas de cogeração nas CTBF deve ter início na identificação de ineficiências que possam ser reduzidas ou eliminadas. Como anteriormente referido, o calor desperdiçado pelas CTBF é uma ineficiência do sistema. Actualmente este calor não é aproveitado porque as CTBF estão desenhadas para maximizar a eficiência eléctrica e por isso operam com turbinas de condensação que libertam o vapor a pressão inferior à atmosférica e temperatura a rondar os 50°C. Com um esquema de processo inovador é possível aproveitar parte do calor residual, como é demonstrado na secção 5.2.1.2, sendo o restante perdido para o ambiente devido à irreversibilidade termodinâmica do sistema. Portugal não dispõe de sistemas de A&A distritais característicos dos Países do Norte da Europa, contudo, constata-se que várias das CTBF estão localizadas nas proximidades de indústrias consumidoras de calor (e.g unidade de produção de *pellets*), existindo por isso a possibilidade destas indústrias aproveitarem o excesso de calor produzido nas CTBF.

Neste cenário a *Poupança de Energia Primária* (PEP) foi calculada de acordo com a metodologia do Decreto-Lei n.º 68-A/2015. A PEP indica qual a quantidade de energia primária que seria poupada caso as CTBF fossem convertidas em centrais de cogeração. Além deste valor, também foi calculado o *Rendimento Eléctrico Equivalente* (REE) de acordo com a metodologia definida no Decreto-Lei n.º 538/99, de 13 de Dezembro, para investigar a variação da eficiência eléctrica em cogeração relativamente à produção dedicada de electricidade. Depois de calculado o PEP e o REE para as 7 CTBF seleccionadas foi desenvolvido um caso de estudo sobre a integração da CTBF de Mortágua com uma unidade de produção de *pellets* localizada nas proximidades. Este caso de estudo pretende demonstrar a viabilidade da conversão das CTBF em centrais de cogeração/poligeração. Esta conversão está dependente da existência de um consumidor de calor nas proximidades das CTBF, a quem estas poderiam vender vapor de processo, o que acontece no caso de Mortágua.

6.1.2 Cálculo da Poupança de Energia Primária (PEP)

6.1.2.1 Expressão geral de cálculo

A metodologia de cálculo da PEP foi estabelecida pela Directiva 2004/8/CE, entretanto transposta para o quadro jurídico nacional através do Decreto-Lei nº 23/2010. A *Poupança de Energia Primária* da actividade de cogeração relativamente à produção separada de calor e electricidade é determinada pela seguinte expressão:

$$PEP (\%) = \left[1 - \frac{1}{\frac{CHP H\eta (\%)}{Ref H\eta (\%)} + \frac{CHP E\eta (\%)}{Ref E\eta (\%)}} \right] \times 100\%$$

Equação 1

Em que:

- η é a eficiência térmica do processo, definida como a produção anual de calor útil dividido pelo combustível utilizado na produção total de calor e electricidade;
- η é o valor de referência da eficiência para a produção separada de calor;
- η é a eficiência eléctrica, definida como a produção total anual de electricidade dividida pelo combustível utilizado na produção total de calor útil e de electricidade num processo de cogeração;
- η é o valor de referência da eficiência para a produção separada de electricidade;

Para o cálculo do PEP, e por se tratar de centrais de cogeração hipotéticas, e por isso, com produções hipotéticas, alguns dados foram assumidos:

→ *Centrais de cogeração com eficiência global de 80%;*

A eficiência das centrais de cogeração é avaliada através da comparação do combustível que estas consomem com um caso referência onde a mesma quantidade de calor e electricidade é produzida separadamente (Wahlund, 2003). Neste caso as CTBF servem de caso referência, mas como apenas produzem electricidade foi necessário calcular a quantidade de calor útil que poderiam produzir em regime de cogeração, o que foi possível ao assumir uma eficiência global para o sistema de cogeração. A eficiência global das CTBF seleccionadas em modo de cogeração foi assumida em 80%. O valor assumido é conservador comparado aos valores encontrados na literatura, que se situam, na sua maioria, próximos dos 90% (S. Heidenreich & P. U. Foscolo, 2015). Além disso, a legislação prevê que a electricidade produzida, anualmente, medida à saída da turbina de condensação com extracção de vapor, seja considerada electricidade produzida em

cogeração, se a eficiência anual global da unidade atingir, pelo menos, 80%. Considera-se, portanto, que toda a electricidade produzida na central é produzida em cogeração.

→ *Centrais de cogeração a operar para a produção de electricidade com turbina de extracção-condensação e eficiência eléctrica igual às CTBF.*

A eficiência eléctrica das CTBF seleccionadas varia entre 20-25%, e, à partida, deveria ser menor em regime de cogeração porque menor seria a quantidade de vapor a atravessar a turbina e, portanto, menor seria a produção de electricidade. Contudo, na secção 5.2.1.2 é demonstrado como a eficiência eléctrica de uma central dedicada a biomassa pode aumentar até 29% (aumento de cerca de 7%) com a utilização de turbinas de extracção-condensação integradas com sistemas de secagem multi-estágio, que utilizam vapor extraído da turbina e gases de combustão da caldeira no processo de secagem da biomassa (Gebreegziabher et al., 2014). Na configuração actual das CTBF, o calor presente nos gases de combustão é desperdiçado para o ambiente a aproximadamente 150 °C (figura 14). Para o presente cenário assume-se que os gases de combustão da caldeira são utilizados para secar a biomassa da própria central e com isso a eficiência eléctrica é mantida, situando-se ainda muito abaixo dos 29% obtidos por Gebreegziabher *et al.* Outro exemplo que permite reforçar este pressuposto é verificado no sistema combinado de produção de bioenergia da Skellefteå Kraft (figura 15), o qual apresenta, na versão melhorada, uma eficiência eléctrica de 25% e global na ordem dos 89%. Além destas, existem outras centrais de cogeração a biomassa a operar noutros países (e.g. central Harnosand na Suécia, Harboøre na Dinamarca – ambas com eficiência eléctrica de 28%) que apresentam eficiências iguais ou superiores às eficiências das CTBF em modo dedicado (S. Heidenreich & P. U. Foscolo, 2015). Quer isto dizer que existem soluções tecnológicas que garantem a produção da quantidade de electricidade actualmente produzida e ao mesmo tempo permitem a recuperação do calor que actualmente é desperdiçado.

→ *Centrais de cogeração com factor de carga de 93%;*

Normalmente, as centrais de cogeração ligadas a sistemas de aquecimento distritais funcionam entre 5000-6000 horas por ano, enquanto as centrais de cogeração ligadas a sistemas de aquecimento industriais funcionam mais de 8000 horas por ano. É assumido que a carga de calor entregue pelas centrais de cogeração aos sectores industriais seleccionados será constante durante o ano, e por isso, em modo de cogeração será possível operar as mesmas horas do modo dedicado., ou seja, cerca de 7800 horas anuais (330 dias por ano).

→ *CTBF com consumo de energia nos sistemas auxiliares internos de 5,5%;*

Além dos valores de produção, para o cálculo do REE foi necessário determinar os consumos internos das centrais. Na literatura apenas foi encontrado o valor para a CTBF de

Mortágua, que corresponde a aproximadamente 5,5% da energia fornecida pelo combustível num ano, tendo sido este o valor utilizado para todas as outras CTBF (Patrão, 2010).

6.1.2.2 Valores de Referência

Os valores de referência para a produção separada de electricidade η e de calor (η), encontram-se no anexo I e II da Decisão da Comissão 2011/877/EU de 19 de Dezembro de 2011, respectivamente. Neste documento não são encontrados valores para RBF, apenas são referidos valores para “lenha”. Para a produção separada de calor o valor relativo ao combustível “lenha” do quadro “Vapor/Água Quente” corresponde a 86% e para a produção separada de electricidade os valores para o combustível “lenha”, do quadro “2001 e anteriores” é 30,4% (Mortágua e Centroliva), e do quadro “2006-2011” é 33,0%, para as restantes CTBF. Estes valores, principalmente o relativo à produção separada de electricidade, estão afastados da realidade, e por isso outros valores foram utilizados a partir dos dados recolhidos das CTBF em funcionamento. Para a produção separada de calor foi definido o valor de 87,4%, que corresponde à eficiência das caldeiras de leito fluidizado borbulhante a operar nas centrais modernas alimentadas com RBF, e para a produção separada de electricidade o valor de 25%, que corresponde ao valor médio da eficiência eléctrica das CTBF. Estes valores necessitaram de ser corrigidos relativamente às condições climáticas médias, às perdas da rede evitadas, e à energia exportada para a rede, de acordo com a metodologia do Decreto-Lei nº 23/2010.

→ Factor de correcção relativo às condições climáticas

As zonas climáticas para efeitos de aplicação de valores de referência harmonizados em matéria de eficiência para a produção separada de electricidade, são fixados por Despacho do Director-Geral de Energia e Geologia. A correcção da temperatura ambiente assenta na diferença entre a temperatura média anual histórica de uma determinada zona climática e as condições normalizadas ISO (15 °C).

A correcção é efectuada como segue:

- (a) 0,1 pontos percentuais de perdas de eficiência por cada grau acima de 15 °C; ou
- (b) 0,1 pontos percentuais de ganhos de eficiência por cada grau abaixo de 15 °C.

O valor de referência em matéria de eficiência para a produção separada de electricidade é corrigido para fazer face às diferentes condições climáticas, da seguinte forma:

$$Ref E\eta_{Temp}(\%) = Ref E\eta(\%) + 0,1\% \times (15\text{ }^{\circ}\text{C} - T_{z.c.}\text{ }^{\circ}\text{C})$$

Equação 2

Em que:

- η (%) é valor de referência para a produção separada de electricidade corrigido à temperatura média local.
- T_{temp} é a temperatura média anual da zona climática onde se localiza a CTBF (Climate-data.org).

Tabela 27 - Temperatura média local para as CTBF seleccionadas

Nº	CTBF	Temperatura média local (°C)
1	Centroliva	15,4
2	EDP Mortágua	15,0
3	EDP Rodão Power	15,4
4	CTSM	14,3
5	EDP Constância	16,2
6	S.P.C.G Setúbal	17,1
7	Enerplus Cacia	14,9

→ *Factor de correcção relativo às perdas da Rede Evitadas*

Os factores de correcção relativos às perdas da rede evitadas, para efeitos da determinação dos valores de referência harmonizados em matéria de eficiência para a produção separada de electricidade, são fixados por Despacho do Director-Geral de Energia e Geologia. O valor de referência em matéria de eficiência para a produção separada de electricidade, ajustado pelos factores de correcção relativos às condições climáticas médias e às perdas da rede evitadas, é dado pela seguinte fórmula:

$$RefEn_{perdas}(\%) = RefEn_{Temp}(\%) \times \left(\sum_i [E_{Exp.Redes}(\%) \times \theta_{Exp.Redes}] + \sum_i [E_{cons.no local}(\%) \times \theta_{cons.no local}] \right)$$

Equação 3

Em que:

- $E_{Exp.Redes}$ Energia eléctrica entregue à RESP, Rede Eléctrica de Serviço Público;
- $E_{cons.no local}$ Energia eléctrica utilizada para satisfação de autoconsumos ou de consumidores que estejam ligados à instalação de cogeração. Sendo esta, preferencialmente, determinada através da diferença entre a energia eléctrica entregue à RESP e a energia produzida pela instalação de cogeração;
- θ Factor de correcção relativo às perdas evitadas da electricidade exportada para a rede;

- θ - Factor de correcção relativo às perdas evitadas da electricidade consumida no local.

O cálculo foi efectuado da seguinte forma:

- Primeiro, foi calculada a energia exportada para a rede, sabendo que a energia consumida na central corresponde a 5,5% da energia do combustível:

$$E_{Exp.Red.} (\%) = \frac{E_{Elec} \left(\frac{GWh}{ano} \right) - E_{cons. no local} \left(\frac{GWh}{ano} \right)}{E_{Elec} \left(\frac{GWh}{ano} \right)}$$

Equação 4

Em que:

- — Energia eléctrica produzida anualmente na CTBF;

Tabela 28 - Percentagem de Energia Exportada para a rede

Nº	CTBF	% Energia exportada para a rede
1	Centroliva	88,9%
2	EDP Mortágua	89,3%
3	EDP Rodão Power	89,7%
4	CTSM	89,7%
5	EDP Constância	89,7%
6	S.P.C.G Setúbal	89,7%
7	Enerplus Cacia	89,7%

- Segundo, os factores de correcção relativos às perdas evitadas em matéria de eficiência para a produção separada de electricidade foram obtidos a partir do anexo IV da Decisão da Comissão 2011/877/EU.

Tabela 29 - Factores de correcção para as CTBF seleccionadas

Nº	CTBF	Ligação à rede (kV)	θ	θ
1	Centroliva	6	0,945	0,925
2	EDP Mortágua	20	0,945	0,925
3	EDP RodãoPower	60	0,965	0,945
4	CTSM	60	0,965	0,945
5	EDP Constância	60	0,965	0,945
6	S.P.C.G Setúbal	60	0,965	0,945
7	Enerplus Cacia	60	0,965	0,945

- Por último, foi calculado o valor de referência corrigido (η) de acordo com a expressão da equação 3.

6.1.2.3 Eficiência eléctrica do processo - $CHP E\eta$

Assume-se que a eficiência eléctrica em modo de cogeração mantém-se igual à eficiência eléctrica das CTBF, ou seja, admite-se que as centrais em modo de cogeração produzem a mesma quantidade de electricidade que produzem em modo dedicado.

Tabela 30 - Eficiência Eléctrica das centrais em modo de cogeração

Nº	CTBF	CHP $E\eta$
1	Centroliva	22,7%
2	EDP Mortágua	22,7%
3	EDP RodãoPower	25,0%
4	CTSM	25,0%
5	EDP Constância	24,7%
6	S.P.C.G Setúbal	23,7%
7	Enerplus Cacia	23,7%

6.1.2.4 Eficiência térmica do processo - $CHP H\eta$

A eficiência térmica do processo foi calculada com base nos valores anteriormente assumidos e obtidos, ou seja, a partir da eficiência global e da energia eléctrica produzida anualmente, e do consumo de combustível anual da instalação.

Da expressão:

$$CHP \eta (\%) = \frac{E_{Elec} \left(\frac{GWh}{ano} \right) + E_{Térmica} \left(\frac{GWh}{ano} \right)}{E_{combustível} \left(\frac{GWh}{ano} \right)}$$

Equação 5

Em que:

- η Eficiência global do processo de cogeração;
- — — Energia térmica produzida anualmente pela central de cogeração;
- — — Energia presente no combustível consumido anualmente pela central de cogeração (PCI = 15,6 MJ/kg b.s.)

É possível obter a energia térmica produzida anualmente:

$$E_{T\acute{e}rmica} \left(\frac{GWh}{ano} \right) = \left(CHP \eta (\%) \times E_{combustível} \left(\frac{GWh}{ano} \right) \right) - E_{Elec} \left(\frac{GWh}{ano} \right)$$

Equação 6

e a partir da é obtida a eficiência térmica η do processo de cogeração:

$$CHP \eta (\%) = \frac{E_{T\acute{e}rmica} \left(\frac{GWh}{ano} \right)}{E_{combustível} \left(\frac{GWh}{ano} \right)}$$

Equação 7

De acordo com a metodologia descrita, a PEP foi calculada para as CTBF seleccionadas e os resultados são apresentados o capítulo 7.

6.1.3 Cálculo do Rendimento Eléctrico Equivalente

O parâmetro que mede a variação na eficiência da produção de electricidade proporcionado pela cogeração é o *Rendimento Eléctrico Equivalente* (REE). O cálculo do rendimento eléctrico equivalente (REE) da central permite a comparação directa entre sistemas de cogeração e sistemas termoelectricos dedicados, no que diz respeito à eficiência na produção de electricidade.

O REE é calculado pela divisão da energia eléctrica produzida na central pelo combustível adicional que a central de cogeração teria de consumir para além daquele consumido para produzir a potência térmica útil. Por outras palavras, este cálculo serve para medir qual a eficiência eléctrica do sistema de cogeração quando a carga óptima de calor for atingida, e desta forma perceber se é rentável ou não produzir electricidade para uma determinada carga óptima de calor, dependente da dimensão da central. Os REE para sistemas de cogeração com turbinas encontram-se entre 51 e 69%, enquanto para sistemas com MCI encontram-se entre 69 e 84%.

A metodologia de cálculo, adoptada na legislação portuguesa, é apresentada na equação 8. De acordo com o antigo enquadramento legal da cogeração (Decreto-Lei 538/99 de 13 de Dezembro e Decreto-Lei nº 313/2001 de 10 de Dezembro) o REE deve ser superior ou igual a 55% que correspondia, à época, à eficiência mais elevada da produção de energia eléctrica numa central termoelectrica em Portugal (i.e. central de ciclo combinado a gás natural da Tapada do Outeiro). Para as instalações que utilizem como combustível biomassa ou combustíveis residuais,

isoladamente ou em conjunto com um combustível de apoio, em percentagem não superior a 20% em média anual, o REE deve ser $\geq 0,45$.

O REE foi calculado de acordo com a seguinte expressão:

$$REE (\%) = \frac{E_{Elec} \left(\frac{GWh}{ano} \right)}{C \left(\frac{GWh}{ano} \right) - \frac{E_{Term} \left(\frac{GWh}{ano} \right)}{0,9 - 0,2 \times \frac{CR \left(\frac{GWh}{ano} \right)}{C \left(\frac{GWh}{ano} \right)}}} \geq 0,45$$

Equação 8

Em que:

- — Energia eléctrica produzida pelo cogrador, excluindo o consumo dos sistemas auxiliares internos de produção energética;
- — Energia térmica útil consumida anualmente a partir da energia térmica produzida em cogeração, excluindo o consumo nos sistemas auxiliares internos de produção de energética;
- — Energia primária consumida anualmente na instalação de cogeração avaliada a partir do poder calorífico inferior (PCI) dos combustíveis e outros recursos utilizados;
- — Equivalente energético de recursos renováveis ou resíduos industriais, agrícolas ou urbanos consumidos anualmente na instalação de cogeração;

Uma vez que apenas é utilizado um único combustível, neste caso biomassa, a expressão pode ser simplificada na seguinte forma:

$$REE (\%) = \frac{E_{Elec} \left(\frac{GWh}{ano} \right)}{C \left(\frac{GWh}{ano} \right) - \frac{E_{Term} \left(\frac{GWh}{ano} \right)}{0,9}} \geq 0,45$$

Equação 9

No cálculo do REE foi definido o valor de 87,4% para a eficiência na produção de calor a partir de RBF numa caldeira de leito fluidizado borbulhante. De acordo com a metodologia da

legislação este valor deveria ser de aproximadamente 70% o que resultaria em valores de REE muito elevados e não correspondentes à realidade.

6.1.4 Soluções de valorização energética

A operação em regime de cogeração implica que haja uma entrega constante do calor útil produzido de forma a garantir a rentabilidade e elevada eficiência da central. Parte deste calor pode ser utilizado pela própria central, por exemplo, no condensador de vapor que fornece calor à água de realimentação à caldeira, ou então ser utilizado para secar biomassa consumida pela central (Gebreegziabher et al., 2014). O restante deve ser entregue a instalações industriais consumidoras de calor localizadas nas proximidades das CTBF seleccionadas.

Desta forma, foi realizado o levantamento, por sector industrial, das instalações consumidoras de RBF e outros tipos de biomassa (e.g. *pellets*) para produção de calor situadas nos distritos das CTBF seleccionadas, nomeadamente, unidades de produção de *pellets*, cimenteiras, aviários, cerâmicas e outros produtores. Esta análise foi realizada para perceber se a carga de calor consumida pelas unidades industriais poderia ser garantida pela carga de calor produzida nas centrais de cogeração através de um sistema de aquecimento industrial. Dos sectores industriais identificados apenas aqueles que utilizam calor de baixa entalpia foram seleccionados, uma vez que será esse tipo de calor que estará disponível nas centrais de cogeração. Então, os sectores seleccionados foram: unidades de produção de *pellets* e aviários.

6.1.4.1 Descrição dos sectores industriais

6.1.4.1.1 Unidades de produção de *pellets*

As unidades de produção de *pellets* são as instalações industriais que apresentam maior potencial de aproveitamento do calor residual produzido nas CTBF em modo de cogeração, isto porque necessitam de uma carga contínua de calor no secador de biomassa durante o período de funcionamento que normalmente excede as 7800 horas anuais de funcionamento das CTBF.

Processo de Produção de Pellets

O processo de produção de *pellets* é composto por várias etapas. Começa com a recolha da matéria-prima que posteriormente é transportada para a serração, onde é serrada e descascada, antes de ser enviada para o secador onde permanece até atingir o grau de humidade ideal para a fase de *pelletização*. Ao sair do secador o material é moído para garantir a homogeneidade do processo. A *pelletização* consiste no passo principal da produção de *pellets*, no qual a matéria-prima é aglomerada sob o aumento da temperatura e pressão num intervalo de valores que evita a alteração da estrutura química da madeira, permitindo que a lenhina migre para a camada exterior, criando dessa forma uma protecção que garante menores variações no conteúdo de humidade. Depois desta fase, os *pellets* são arrefecidos, peneirados e colocados em sacos de vários tamanhos, conforme o destino que os reserve.

Secagem da biomassa

Em termos energéticos, a secagem da biomassa é a etapa mais intensiva do processo de produção de pellets. Por exemplo, a energia necessária para a secagem de serrim com um conteúdo em humidade de 50 wt% para 15 wt% é aproximadamente 10% do poder calorífico da biomassa húmida. A necessidade de secar a biomassa está, em parte, relacionada com factores de armazenamento e transporte, mas principalmente com factores técnicos do processo de produção. De forma a evitar a degradação microbiológica durante o armazenamento, o material deve ser seco até um conteúdo em humidade de 20-25 wt% btq, enquanto para o processo de produção um intervalo de 4.7 %-13.0 wt% btq no conteúdo em humidade da biomassa deve ser garantido (Luk, Lam, Oyedun, Gebreegziabher, & Hui, 2013). O conteúdo em humidade ideal varia de unidade para unidade. De forma a produzir *pellets* de elevada qualidade, a distribuição do conteúdo em humidade no material seco deve ser baixa. Um controlo preciso do conteúdo em humidade da matéria-prima é da maior importância na produção de pellets de elevada qualidade.

Existem vários tipos de secadores, mas normalmente são utilizados secadores directos de tambor rotativo que funcionam a temperaturas próximas dos 300 °C. Admite-se que no caso de estudo do *cenário cogeração* a unidade de produção de *pellets* seria equipada com secador indirecto de vapor superaquecido (SIVS) que operar com vapor a temperaturas de entrada na ordem dos 170 °C e temperaturas de saída na ordem dos 120 °C.

Actualmente existe cerca de 28 unidades de produção de *pellets* em Portugal, com uma capacidade de produção anual de cerca de 1,4 Mton. Para isso, necessitam de consumir aproximadamente 1,95 Mton de biomassa, das quais 1,67 Mton é rolaria, utilizada como matéria-prima dos *pellets*, e 0,28 Mton/ano de RBF, utilizados como combustível na caldeira para a produção de calor para o secador de matéria-prima. As unidades de produção de *pellets* localizam-se nos distritos de Aveiro (2), Braga (7), Castelo Branco (3), Coimbra (1), Leiria (6), Lisboa (1), Portalegre (1), Porto (2), Setúbal (2), Viana do Castelo (2), Vila Real (2) e Viseu (1). As informações detalhadas sobre as unidades de *pellets* encontram-se no anexo A.

6.1.4.1.2 - Aviários

Os aviários usam RBF como combustível sobretudo para o sistema de aquecimento dos pavilhões. Cerca de 61 unidades consomem anualmente 0,13 Mton de RBF. Os complexos industriais localizam-se nos distritos de Aveiro (7), Coimbra (6), Guarda (3), Leiria (9), Lisboa (10), Porto (3), Santarém (4), Setúbal (2) e Viseu (17). As informações detalhadas relativas aos aviários encontram-se no anexo F.

Tabela 31 - Consumo de Biomassa por parte das Unidades Industriais identificadas

Sectores Industriais	Selecioneados	Consumo de Biomassa (Mton)
Unidades de Pellets	X	0,28
Cimenteiras		0,18
Cerâmicas		0,13
Aviários	X	0,13
Outras Indústrias		0,07
Total		0,72
Total seleccionadas		0,38

Verifica-se que alguns dos distritos onde estão presentes as CTBF possuem uma concentração bastante significativa de unidades industriais consumidoras de calor produzido a partir de biomassa. Então, torna-se necessário quantificar o calor que pode ser disponibilizado pelas CTBF para perceber se este é suficiente para substituir o calor consumido pelos sectores industriais seleccionados. A restrição espacial a nível distrital não é considerada, ou seja, assume-se que as CTBF estão a uma distância suficientemente curta das indústrias consumidoras e por isso as perdas por transporte são insignificantes.

6.1.5 Descrição da metodologia do caso de estudo

O caso de estudo não apresenta uma metodologia matemática. Em vez disso, baseia-se nos dados recolhidos na literatura para sustentar a possível integração entre a CTBF de Mortágua e a unidade de produção de *pellets* situada nas imediações da CTBF.

6.2 Cenário Ciclo Combinado com Gasificação Integrada a Biomassa

O cenário CCGIB foi desenvolvido por forma a comparar qual a opção que proporcionaria maior PEP e maior redução de emissões: produção de calor e electricidade em modo de cogeração ou produção dedicada de electricidade com maior eficiência com a implementação de CCGIB (eficiência eléctrica ~42%).

Para o desenvolvimento do cenário foi assumido o seguinte:

- Aumento da eficiência eléctrica da CTBF para 42% através da implementação de CCGIB;
- Produção na nova central da mesma quantidade de energia eléctrica produzida na CTBF convencional.

6.2.1 Cálculo da Poupança de Energia Primária (PEP)

A metodologia de cálculo para o PEP foi desenvolvida pelo autor a partir de considerações básicas de termodinâmica. Com base nos resultados do capítulo 3, que demonstram

que a sustentabilidade da florestal nacional estará dependente da redução dos consumos de RBF, foi decidida a opção de calcular a descida no combustível consumido em detrimento da opção de calcular o acréscimo na produção de electricidade que resultaria do aumento de eficiência eléctrica da nova central CCGIB para a mesma quantidade de combustível. Além disso, o facto das CTBF serem dos produtores menos eficientes do sector eléctrico leva a que o aumento da produção de electricidade por parte destas centrais não seja benéfico para o sistema energético nacional.

Os valores da eficiência eléctrica foram corrigidos a partir da mesma metodologia utilizada para a correcção dos valores de referência eléctrica do cenário de cogeração. Primeiro, foi calculado o combustível utilizado na nova central de CCGIB a partir da produção de energia eléctrica da CTBF e da eficiência eléctrica da nova central de CCGIB.

Sabendo que:

$$\eta_{Elec.CCIGB} (\%) = \frac{E_{Elec} \left(\frac{GWh}{ano} \right)}{E_{comb.CCIGB} \left(\frac{GWh}{ano} \right)}$$

Equação 10

Então, conhecidos os valores de $E_{comb.CCIGB}$ e η temos:

$$E_{comb.CCIGB} \left(\frac{GWh}{ano} \right) = \frac{E_{Elec} \left(\frac{GWh}{ano} \right)}{\eta_{Elec.CCIGB} (\%)}$$

Equação 11

Em que:

- η — Eficiência eléctrica corrigida da nova central de CCIGB
- E_{Elec} — Energia eléctrica anualmente produzida nas CTBF;
- $E_{comb.CCIGB}$ — Energia presente no combustível consumido anualmente na nova central de CCGIB;

Depois, a partir da subtração do combustível consumido na CTBF pelo combustível consumido na central CCGIB, foi calculado o combustível poupado:

$$E_{poupada} \left(\frac{GWh}{ano} \right) = E_{comb.CTBF} \left(\frac{GWh}{ano} \right) - E_{comb.CCIGB} \left(\frac{GWh}{ano} \right)$$

Equação 12

Em que:

- — Energia presente no combustível poupado anualmente na nova central de CCIGB relativamente à CTBF;
- — Energia presente no combustível consumido anualmente na CTBF;

Por fim, o valor de foi convertido para toneladas/ano, através do PCI, e a PEP calculado pela divisão do último valor obtido pelo consumo total de biomassa da CTBF:

$$PEP (\%) = \frac{C_{poupado} \left(\frac{ton}{ano} \right)}{C_{cons.CTBF} \left(\frac{ton}{ano} \right)}$$

Equação 13

Em que:

- — Combustível poupado anualmente na nova central de CCIGB relativamente à CTBF;
- — Energia presente no combustível consumido anualmente na CTBF;

7. Análise e discussão de resultados

A metodologia anteriormente descrita foi aplicada para as 7 CTBF seleccionadas. Os resultados apresentados encontram-se organizados a nível distrital, e apenas para os distritos onde as CTBF estão implantadas. Os dados para os restantes distritos relativos aos consumidores de biomassa identificados a nível nacional encontram-se em anexo. Na secção seguinte, são apresentados os resultados obtidos para os seguintes distritos:

- Distrito de Viseu: CTBF de Mortágua;
- Distrito de Santarém: CTBF de Constância;
- Distrito de Castelo Branco: CTBF Centroliva e CTBF RodãoPower;
- Distrito de Aveiro: CTBF de CTSM e CTBF de Cacia;
- Distrito de Setúbal: CTBF de Setúbal;

Para o distrito de Viseu é apresentado um caso de estudo da possível integração entre a CTBF de Mortágua e uma unidade de produção de *pellets* localizada nas proximidades da CTBF. Para os distritos analisados são apresentados os dados do consumo de biomassa em aplicações energéticas dos sectores industriais identificados e comparados com os resultados da PEP de ambos os cenários para cada CTBF.

7.1 Distrito de Viseu: CTBF de Mortágua

No distrito de Viseu está implantada a CTBF de Mortágua, e as seguintes unidades industriais consumidoras de biomassa para energia: aviários (17); unidade de produção de *pellets* (1). A unidade de produção de *pellets* utiliza os RBF para produção de energia térmica numa fornalha que alimenta o secador de matéria-prima (biomassa para *pellets*), enquanto os aviários usam a biomassa como combustível para a produção de calor, distribuído no sistema de aquecimento dos aviários.

7.1.1 Caso de estudo – Integração da CTBF de Mortágua e unidade PelletsPower

Na região de Mortágua verifica-se um caso onde poderia ser implementado o *cenário cogeração*. Numa distância de poucas centenas de metros situam-se a CTBF de Mortágua e a unidade de produção de *pellets* “*PelletsPower*”, propriedade do grupo Gesfinu. Por um lado, o condensador da CTBF dissipa para o meio ambiente o calor rejeitado na fonte fria do ciclo Rankine, por outro, a unidade de produção de *pellets* rejeita vapor de água na exaustão do secador em resultado da secagem da madeira a ser utilizada como matéria-prima na produção de *pellets*. Uma fracção do calor rejeitado pela CTBF poderia ser aproveitado pela unidade de produção de *pellets*, estabelecendo um sistema de poligeração com produção de calor, electricidade e *pellets*, e com eficiência energética global mais elevada, logo mais eficiente em termos de custos e energia e utilização de recursos naturais.

No sentido de realizar a avaliação deste cenário de poligeração, o sistema de produção de bioenergia da Skellefteå Kraft anteriormente referido na secção 5.2.1.2 será utilizado como a referência para a avaliação deste caso de estudo envolvendo a CTBF de Mortágua e a unidade *PelletsPower*.

7.1.1.1 Fronteiras do Sistema em Estudo

O sistema em estudo compreende a CTBF de Mortágua e a unidade de produção de *pellets* da Gesfinu. No ortofotomapa (figura 22) é possível identificar as duas unidades e verificar que estão separadas por 183 m em linha reta e por 1103 m pela rodovia.



Figura 22 - Central Termoelétrica de Mortágua e Instalação da PowerPellets

7.1.1.2 Central de Biomassa Florestal de Mortágua

A Central de Biomassa Florestal de Mortágua foi concebida e adjudicada durante o ano de 1997, constituindo a primeira central termoelétrica a operar em Portugal exclusivamente com base em RBF. Desde março de 2000, a EDP Produção – Bioelétrica opera a central com potência instalada de 10 MVA (9 MWe) e produz em média 70 GWh/ano de energia elétrica, com um consumo médio de biomassa de 110000 t/ano (para um teor de humidade igual a 35%massa).

A central está equipada com uma fornalha de grelha vibratória e queimadores auxiliares a gás natural, utilizados essencialmente no arranque, na paragem, e em situações de elevada humidade da biomassa. Os principais sistemas da CTBF são o sistema de recepção e armazenagem de biomassa (parque de biomassa), a fornalha de grelha vibratória ligada a um sistema de remoção de partículas - electrofiltro para tratamento dos gases de combustão e

chaminé, e o turbogerador com condensador de vapor. A fornalha de grelha vibratória tem eficiência térmica de 87,4% e potência térmica de 38 MW_{th}. As principais características da central são apresentadas na tabela 32.

Tabela 32- Principais características da CTBF de Mortágua

Capacidade Instalada	Valor	Unidade
Capacidade Eléctrica Instalada (W _E)	10	MW _e
Capacidade Térmica da caldeira	38	MW _{th}
Potência Térmica útil (Q _{TH})	33,2	MW _{th}
Combustível	Resíduos de biomassa Florestal (RBF)	
PCI	10,14	MJ/kg (para um teor de humidade igual a 35%massa)
Quantidade RBF	110 000	ton/ano (para um teor de humidade igual a 35%massa)
Energia térmica produzida num ano (T)	177,67	GWh/ano
Energia eléctrica produzida num ano (E)	70,2	GWh/ano
Eficiência eléctrica	22,7 %	
Regime de funcionamento	Valor	Unidade
Factor de Carga	7800	horas
Fornalha/Caldeira	Valor	Unidade
Tipo	Grelha Vibratória	
Eficiência Térmica da caldeira	87,4%	
Gerador eléctrico		
Potência	9	MWe
Alternador	10	MVA
Consumos Internos na Instalação		
Energia primária* consumida na central	17,0	GWh/ano

*Electricidade, gás natural e gasóleo;

7.1.1.3 PelletsPower – unidade de produção de pellets

Situada em Mortágua, a unidade de produção de *pellets* “PelletsPower” iniciou a laboração em Abril de 2008, e actualmente apresenta uma capacidade de produção anual a rondar as 100 000 toneladas. A produção é praticamente dedicada à exportação, efectuada através do Porto de Aveiro, que se encontra a uma distância de 70 km da unidade industrial. A *PelletsPower* dispõe de uma linha de embalagem, totalmente automatizada com capacidade de 20 ton/h para sacos de 15 kg de *pellets*. Para a produção das 100000 toneladas de *pellets*, são necessárias 140000 toneladas de rolaria e 21000 toneladas de RBF (considerando um teor de humidade igual a 35%massa), a que corresponde uma quantidade de energia armazenada no combustível igual a 53,2 GWh/ano. A rolaria de pinheiro constitui a matéria-prima dos *pellets*, servindo os RBF como

combustível para a produção de calor de processo. Este calor é consumido no secador de serrim verde (secador de tambor rotativo) e ainda na caldeira para produzir vapor que é utilizado nas prensas.

Tabela 33 - Dados utilizados no cálculo do calor utilizado pelos secadores

Dados	Valor	Unidade
Consumo de biomassa *	Biomassa	21 000 ton/ano
	Rolaria	140 000 ton/ano
	Total	161 000 ton/ano
Produção de pellets*	100 000	ton/ano
Fator de carga	8400	horas/ano
RBF utilizados no secador *	21 000	ton/ano
Q _{consumido} secador	53,64	(GWh/ano)

* (para um teor de humidade igual a 35% massa)

A principal fonte de energia utilizada pela fábrica de *pellets* é a biomassa, representando 53,8% do consumo total de energia, seguido da energia eléctrica que representa 43,7% e do gasóleo representa apenas 2,5%.

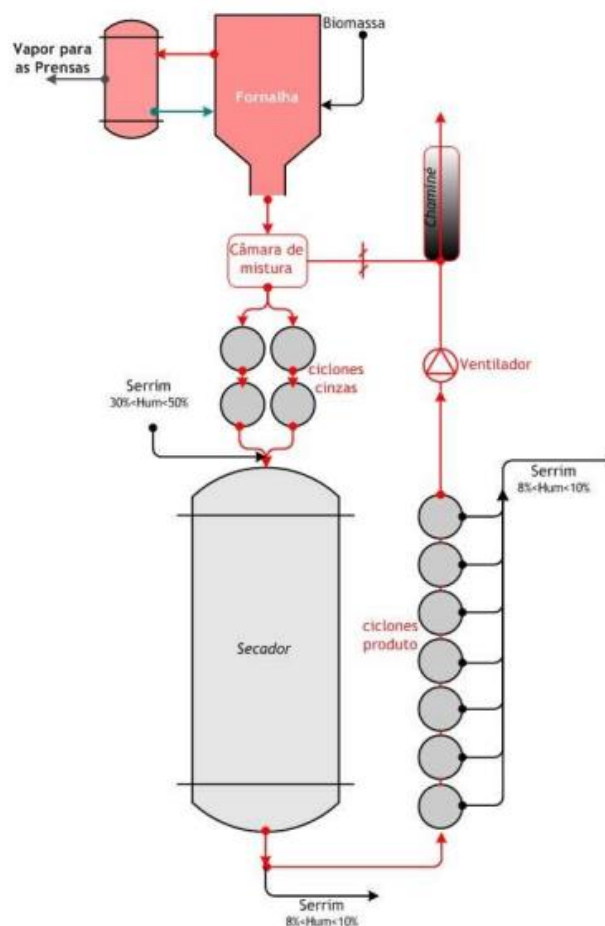


Figura 23 - Diagrama do Sistema "Secador- Forno-Caldeira"

A *PelletsPower* funciona em regime contínuo (350 dias/ano), e tem como principais consumidores de energia o sistema “secador – fornalha – caldeira” (57,4 %), seguido das prensas (16,8%), o moinho de verdes (9,2%) e os moinhos de secos (7,4%), de acordo com a representação esquemática do processo apresentado na Figura 23. Estes equipamentos representam cerca de 96,9% do consumo total de energia da instalação. Em 2011 a central teve um consumo de energia igual a 101,4 GWh.

7.1.1.4 Resultados para o cenário Cogeração

7.1.1.4.1 Poupança de Energia Primária

Para o cenário cogeração a CTBF de Mortágua poderia obter uma *Poupança de Energia Primária* (PEP) de 38% que corresponde a 41986 ton/ano de RBF (35% massa) ou 118 GWh/ano de energia. Confirma-se que em regime de cogeração existe a possibilidade de poupar uma quantidade significativa de energia primária, ou seja, caso o calor útil da central de cogeração fosse totalmente aproveitado seria possível evitar o consumo anual de 41986 toneladas (35% massa) de RBF (e.g. na fornalha da unidade de pellets), ou a energia correspondente a esta quantidade de RBF. Em termos de emissões para a atmosfera, apenas referentes ao transporte de matéria-prima (RBF), anualmente a CTBF poderia evitar a emissão de cerca de 96 ton de CO₂, considerando que iria substituir a produção de calor de outra indústria a partir do mesmo tipo de combustível (RBF).

Tabela 34 - PEP da CTBF de Mortágua para o cenário de cogeração

Dados	Valor
CHP Hn	52,3%
Ref Hn	87,4%
CHP En	22,7%
Ref En	23,7%
PEP	38%
	41986 ton/ano *
	118 GWh/ano
Emissões de CO ₂ de origem fóssil evitadas (relativas ao transporte de RBF)	96 ton CO ₂ /ano

* (para um teor de humidade igual a 35% massa)

7.1.1.4.2 Rendimento Eléctrico Equivalente da CTBF de Mortágua

O REE foi calculado em aproximadamente 62% (Tabela 34), situando-se acima dos 45% definidos pela legislação (Decreto-Lei nº 313/2001). Para o cálculo do REE foram utilizados os dados da Tabela 35.

Tabela 35 – REE da CTBF de Mortágua em regime de cogeração.

Dados	Valor	Unidade
Energia Eléctrica produzida num ano	70,2	GWh/ano
$Q_{\text{combustível}}$	310	GWh/ano
Energia térmica produzida num ano em regime de cogeração	177,7	GWh/ano
REE	62,4%	

O Rendimento eléctrico equivalente demonstra que a produção em regime de cogeração aumentaria a eficiência eléctrica. Esta situação verifica-se porque parte da energia térmica desperdiçada na fonte fria do ciclo de potência (Ciclo Rankine) seria agora utilizado no processo de secagem da madeira na fábrica de pellets, portanto utilizado como energia útil.

7.1.1.5 Central de Poligeração de Mortágua

É proposto para uma potencial central de poligeração de Mortágua um conceito de processo inovador, semelhante ao esquema de processo da central de poligeração da Skellefteå Kraft a operar na Suécia desde 1996 (Wahlund, 2003). Resumidamente, assume-se que a CTBF de Mortágua é integrada com a unidade de produção de *pellets* e dois secadores são adicionados ao esquema de processo, um (secador de ar quente) na própria CTBF para secar os RBF antes da introdução na câmara de combustão da fornalha de grelha vibratória, de acordo com a solução proposta por Gebreegziabher *et al.*, e outro na unidade de produção de *pellets* (SIVS), semelhante ao instalado na central da Skellefteå Kraft. Além disso, são instaladas duas turbinas, uma de alta e outra de baixa-pressão. O esquema de processo proposto é apresentado na Figura 24.

As principais diferenças do sistema proposto face ao sistema da Skellefteå Kraft reside na ausência de sistema de distribuição de calor para aquecimento residencial (*district heating*), ausência da unidade de mistura de vapor à saída da turbina de alta-pressão e integração de um secador de ar quente para a secagem dos RBF consumidos na CTBF. A adição de um sistema de distribuição de calor/frio para aquecimento/arrefecimento residencial carece de um estudo que demonstre a existência da procura de calor/frio nas proximidades da CTBF. Os aviários foram considerados como podendo ser incluídos no sistema de distribuição de energia térmica, mas a sua distância à CTBF e a sua dispersão espacial podem tornar impraticável a execução do sistema. Relativamente à ausência do misturador, o vapor que sai da turbina, em vez de ser enviado para a unidade de mistura, é dividido em dois, e uma parte é enviada directamente para a turbina de baixa-pressão e o restante para a unidade de pellets. A vantagem desta solução está na capacidade de operar a turbina de alta pressão e a caldeira a carga máxima durante quase todo o tempo de funcionamento, o que promove maiores eficiências. Wahlund *et al.* demonstrou que neste esquema de processo melhorado, quando a carga de calor para o sistema de aquecimento distrital

é nula, a exergia da central de poligeração é máxima (88%), revelando as potencialidades que a aplicação deste esquema de processo pode ter no sistema em estudo.

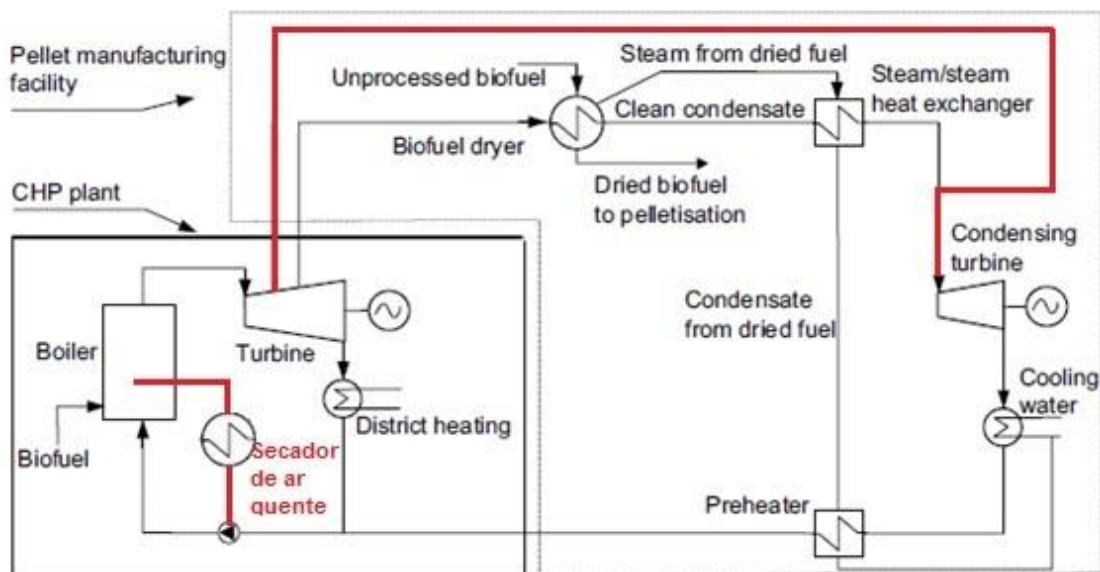


Figura 24 - Esquema de processo proposto para a central de poligeração de Mortágua

Tendo em conta a análise dos esquemas de processo descritos na literatura e apresentados na secção 5.2.1.2, é aqui assumido que o esquema de processo proposto para a central de poligeração de Mortágua permitiria manter a mesma eficiência eléctrica (22,7%), mas aumentaria a eficiência total em regime de cogeração para 80%. Isto seria conseguido, através de: i) integração do secador de ar quente para os RBF consumidos na fornalha da CTBF, utilizando como fonte de calor os gases de combustão da fornalha, que neste momento são dissipados para a atmosfera através da chaminé, e ii) extração de vapor da turbina de extracção-condensação de alta-pressão para o SIVS, que substituiria o secador de tambor rotativo existente na *PowerPellets*. O SIVS opera a temperaturas e pressões pouco elevadas, e o facto do vapor de processo não entrar em contacto com a matéria-prima permite uma eficiência energética elevada, fornecendo vapor de baixa-pressão para a posterior produção de electricidade na turbina de condensação de baixa-pressão.

É aqui assumido que todo o vapor necessário aos processos da unidade de produção de *pellets* seria entregue pela central de cogeração da CTBF, que a carga de calor para a unidade de *pellets* seria constante ao longo do ano, e que as duas unidades industriais funcionariam o mesmo número de horas anuais em simultâneo. Estes pressupostos fundamentam-se na literatura assim como nos valores da PEP para a CTBF de Mortágua e no consumo de RBF pela *PelletsPower*. A PEP, em termos de massa de RBF, que resultaria da operação em modo de cogeração, ou seja, 41986 ton/ano, é bastante superior ao consumo de RBF pela fornalha da unidade de produção de *pellets* (21000 ton/ano), por isso assume-se que em modo de cogeração a CTBF produziria mais calor do que aquele necessário à secagem da biomassa na *PelletsPower*, sendo o restante calor

utilizado na CTBF, ou para pré-aquecer a água de alimentação da caldeira e o ar de combustão, ou para servir de fonte de calor no secador do combustível (RBF) na CTBF.

A *PowerPellets* labora aproximadamente o mesmo número de horas anuais da CTBF com uma carga de calor necessária aproximadamente estável, por isso a aplicação do sistema de poligeração poderia seguir o esquema fixo PTHR. Este é um dos casos em que este esquema permite à central apresentar uma característica convexa. Caso a procura de calor não fosse constante, então a central teria de instalar um sistema de armazenamento que permitisse armazenar o calor nas horas de menor procura e o libertasse de acordo a satisfazer a procura.

Apesar de todos os valores e referências encontrados na literatura permitirem estabelecer um esboço superficial sobre o esquema de processo e as variações no desempenho da central que resultariam da sua implementação, estes pressupostos carecem de modelação numérica. Esta poderá, no futuro, ser realizada através da simulação do esquema de processo em *softwares* específicos (p.e. *AspenPlus*), como demonstrado por vários dos autores (Referências). No entanto, da análise aqui realizada, verifica-se que a integração entre a CTBF de Mortágua e a unidade industrial de produção de pellets é uma possibilidade real em termos termodinâmicos e também, muito importante, em termos geográficos. Mesmo no caso da eficiência eléctrica ser ligeiramente reduzida, os indicadores calculados mostram que a eficiência global de conversão e utilização de energia parece aumentar, sendo o balanço final positivo quando a mudança é avaliada da perspectiva do sistema energético nacional, uma vez que menos energia seria consumida pelo sistema. Na Tabela 36 são resumidos os resultados obtidos no cálculo do PEP da CTBF em modo de cogeração e do calor produzido a partir de RBF na *PelletsPower*.

Tabela 36 – PEP da CTBF de Mortágua e RBF consumidos pela *PelletsPower*

Dados	Valor	Unidade
PEP da CTBF de Mortágua	41986*	ton/ano
	118	GWh/ano
RBF consumidos na <i>PelletsPower</i>	21000*	ton/ano
	59,15	GWh/ano

* (para um teor de humidade igual a 35%massa)

Através da análise dos valores e com base nos exemplos da literatura, percebe-se que as ineficiências e o desperdício de recursos naturais podem ser reduzidos com a integração da CTBF de Mortágua e a unidade de produção de *pellets* num sistema de poligeração. A implementação deste sistema traria inúmeras vantagens. Por um lado, resultaria no aumento da eficiência total da CTBF, a qual poderia ter um crescimento nas suas receitas em resultado da venda de vapor de processo à *PelletsPower*, considerando que as receitas com a venda de electricidade se manteriam estáveis. Eventualmente, algumas receitas com créditos de carbono resultantes das emissões de CO₂ evitadas poderiam também ser obtidas. Por outro lado, a *PelletsPower* tiraria partido das

vantagens do sistema de poligeração, primeiro, porque deixaria de adquirir RBF no mercado, o que libertaria zonas técnicas de armazenamento de matérias-primas dentro das instalações e, permitiria poupar nos gastos com matéria-prima, e os gastos associados ao transporte e pré-condicionamento dos RBF, que servem actualmente de combustível para a fornalha que alimenta o secador de biomassa. Além disso, a mudança de secador na *PelletsPower* representaria uma redução no consumo energético, uma vez que o novo secador SIVS, além de permitir uma recuperação energética superior (vapor), consumiria menos energia eléctrica. Por último, deve ser referida a possibilidade do estabelecimento de contratos bilaterais para o fornecimento de energia eléctrica por parte da CTBF à unidade de produção de pellets em regime especial, o que poderia significar uma redução nos gastos com electricidade por parte da *PelletsPower*.

7.1.1.6 Unidades Industriais Identificadas no Distrito de Viseu

No distrito de Viseu, além da unidade de produção de *pellets* estão presentes 17 aviários, que consomem RBF em pequenas caldeiras para a produção de calor para o sistema de aquecimento dos aviários. Estes sistemas operaram com temperaturas de baixa entalpia (20-40°C), o que significa que existe a possibilidade de utilizar o calor residual que deixa o secador da unidade de produção de *pellets* no aquecimento destes aviários, tal como acontece na central Skellefteå Kraft, que fornece calor a um sistema de aquecimento distrital. Contudo, grande parte dos aviários estão distribuídos nos concelhos a Norte do distrito de Viseu, enquanto a CTBF encontra-se implantada na zona Sul, o que dificulta a realização prática do sistema de aquecimento distrital. Uma solução alternativa passaria pelo ligeiro aumento da produção de pellets pela *PelletsPower* de forma a cobrir a procura dos aviários (12,45 GWh/ano ou aproximadamente 2500 toneladas de pellets; PCI = 18 MJ/kg bs). A tabela 37 resume as UII para o distrito de Viseu e os respectivos consumos.

Tabela 37 – UII no Distrito de Viseu

Tipo de unidade	Nº de unidades	Consumo RBF (ton/ano)	GWh/ano
	1	21000	59,2
Aviários	17	4418	12,5
Total	18	25419	71,6

7.1.1.7 - Resultados para o cenário CCGIB

Para o cenário CCGIB a CTBF de Mortágua obteve uma PEP de 42,8% que corresponde a 47 063 ton/ano de RBF ou 132,6 GWh/ano de energia. As emissões evitadas fixam-se em 108 ton CO₂/ano.

Tabela 38 - PEP da CTBF de Mortágua para o cenário CCGIB

Dados	Valor
Eficiência Eléctrica corrigida	39,6%
PEP	42,8 %
	47063 ton/ano*
	132,6 GWh/ano
Emissões de CO₂ de origem fóssil evitadas (relativas ao transporte de RBF)	108 ton CO₂/ano

* (para um teor de humidade igual a 35%massa)

7.1.2 Discussão de resultados para a CTBF de Mortágua

É possível obter uma poupança de energia primária significativa em ambos os cenários, ficando assim demonstrado o contributo que as soluções apresentadas poderiam ter no aumento da eficiência das CTBF e na redução do consumo de RBF. Os valores da PEP são mais elevados para o cenário de CCGIB do que para o cenário cogeração, o que faz desta solução, à partida, a mais desejada. Contudo, muitos outros factores são necessários avaliar, como por exemplo o valor do investimento inicial das centrais, o custo da electricidade produzida, despesas com operação e manutenção, e o facto da unidade de produção de *pellets* se encontrar nas proximidades da CTBF. Além disso, o cenário cogeração trata de soluções tecnológicas existentes e comercializáveis, enquanto o cenário CCGIB trata de soluções tecnológicas ainda em fase de demonstração. A questão relativa à dívida tarifária da electricidade também deverá influenciar a escolha prioritária, e neste caso pender para a solução de cogeração, uma vez que a estratégia para os sistemas energéticos em Portugal passa pela aposta na produção de calor a partir de RBF, devido aos motivos anteriormente apresentados.

Avaliada toda a informação disponível, verifica-se que a opção de cogeração é a mais realista e, à partida a mais sustentável, sob a perspectiva económica, ambiental e social.

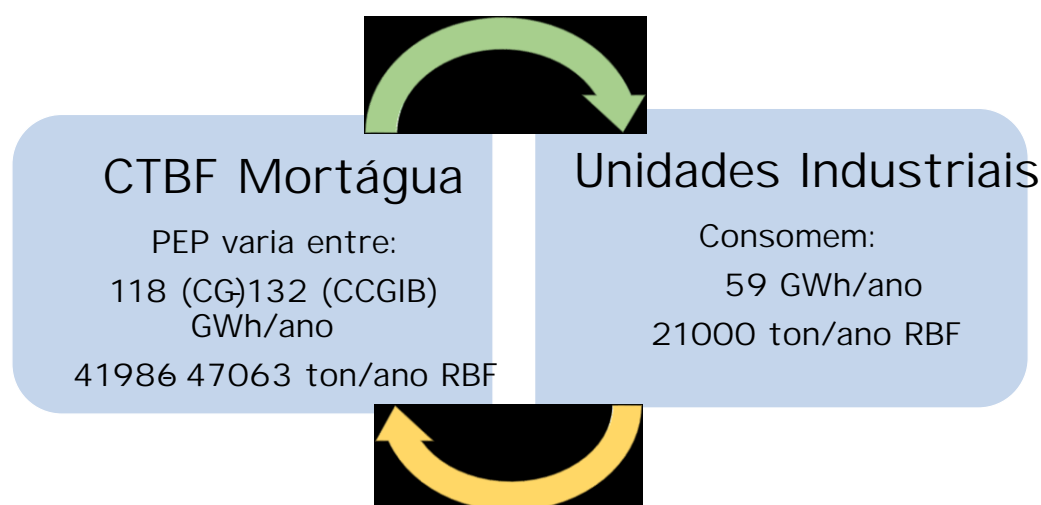


Figura 25 - Comparação entre a PEP de Mortágua e o consumo de energia por parte das UII do distrito de Viseu

7.2 Distrito de Santarém: CTBF de Constância

No distrito de Santarém está implantada a CTBF de Constância, e as seguintes unidades industriais consumidoras de biomassa: cimenteiras (2); cerâmicas (5), aviários (4) e outros consumidores (1). As cimenteiras usam os RBF nos fornos de cal, como medida para reduzir as emissões de CO₂, as cerâmicas usam RBF no forno de tijolo com o mesmo objectivo das cimenteiras e os aviários usam a biomassa como combustível para a produção de calor para o sistema de aquecimento dos aviários.

7.2.1 CTBF de Constância

A Central de Biomassa Florestal de Constância está em funcionamento desde o ano de 2009, tem uma potência eléctrica instalada de 14 MVA (12,5 MWe) e produz em média 97,5 GWh/ano de energia eléctrica, com um consumo médio de biomassa de 140 000 t/ano (para um teor de humidade igual a 35%massa). A central está equipada com uma caldeira do tipo leito fluidizado borbulhante alimentada a RBF previamente destrocados em estilha. Consome gás natural em queimadores auxiliares, utilizados essencialmente no arranque, na paragem, e em situações de elevada humidade da biomassa. A caldeira de leito fluidizado tem eficiência térmica de 87,4% com potência térmica de 50 MWth.

7.2.1.1 Resultados para o cenário Cogeração

7.2.2.1.1 Poupança de Energia Primária

A PEP obtida para a CTBF de Constância foi de 41,6%, que corresponde a 58190 ton/ano de RBF e a 163,9 GWh/ano de energia. As emissões evitadas fixam-se em 133 ton CO₂/ano.

Tabela 39 - PEP da CTBF de Constância para o cenário cogeração

Dados	Valor
CHP H _η	55,3%
Ref H _η	87,4%
CHP E _η	24,7%
Ref E _η	22,9%
PEP	41,6%
	58190 ton/ano*
	163,9 GWh/ano
Emissões de CO₂ de origem fóssil evitadas (relativas ao transporte de RBF)	133 ton CO₂/ano

* (para um teor de humidade igual a 35%massa)

7.2.2.1.2 Rendimento Eléctrico Equivalente da CTBF de Constância

O REE foi calculado em aproximadamente 64,1%, situando-se acima dos 45% definidos pela legislação. Para o cálculo do REE foram utilizados os dados da tabela 40.

Tabela 40 – REE da CTBF de Constância em regime de cogeração

Dados	Valor	Unidade
Energia Eléctrica produzida num ano	97,5	GWh/ano
Qcombustível	394,3	GWh/ano
Energia térmica produzida num ano em modo de cogeração	217,97	GWh/ano
REE	64,1%	

7.2.2.1.3 Unidades Industriais Identificadas no distrito de Santarém

As UII no distrito de Santarém consomem um total de 42270 ton/ano de biomassa para produção de calor, correspondente a aproximadamente 119 GWh/ano de energia térmica. Destacam-se como maiores consumidores a cimenteira Calcidrata, com um consumo de 15160 ton/ano, e a cerâmica Tijolar, com um consumo de 8447 ton/ano. A tabela 40 resume as UII e os respectivos consumos.

Tabela 41 – UII consumidoras de biomassa no Distrito de Santarém

UII	Nº de unidades	Consumo RBF (ton/ano)	GWh/ano
Cimenteiras	2	18 268	51,45
Cerâmicas	5	22481	63,32
Aviários	4*	265	0,745
Outros consumidores	1	1256	3,54
TOTAL	18	42 270	119,06

* Dados disponíveis para 3 aviários.

7.2.1.2 Resultados para o cenário CCGIB

Para o cenário CCGIB a CTBF de Constância obteve uma PEP de 37,1% que corresponde a 51894 ton/ano de RBF ou 146,2 GWh/ano de energia. As emissões poupadas fixam-se em 119 ton CO₂/ano.

Tabela 42 - PEP da CTBF de Constância para o cenário CCGIB

Dados	Valor
Eficiência Eléctrica corrigida	39,29%
PEP	37,1 %
	51894 ton/ano*
	146,2 GWh/ano
Emissões de CO₂ de origem fóssil evitadas (relativas ao transporte de RBF)	119 ton CO₂/ano

* (para um teor de humidade igual a 35% massa)

7.2.2 Discussão de resultados para a CTBF de Constância

Verifica-se uma PEP significativa para ambos os cenários, tendo sido obtidos valores muito próximos. O cenário de cogeração obteve os valores mais elevados mas neste caso, como os grandes consumidores de biomassa são consumidores de calor de alta entalpia ($> 500\text{ }^{\circ}\text{C}$) a possibilidade de integração entre a CTBF e estas unidades industriais torna-se remota. Então, a opção mais razoável seria a implementação de um sistema CCGIB com a integração de um secador de ar quente na própria CTBF para secar a biomassa antes desta alimentar a caldeira.

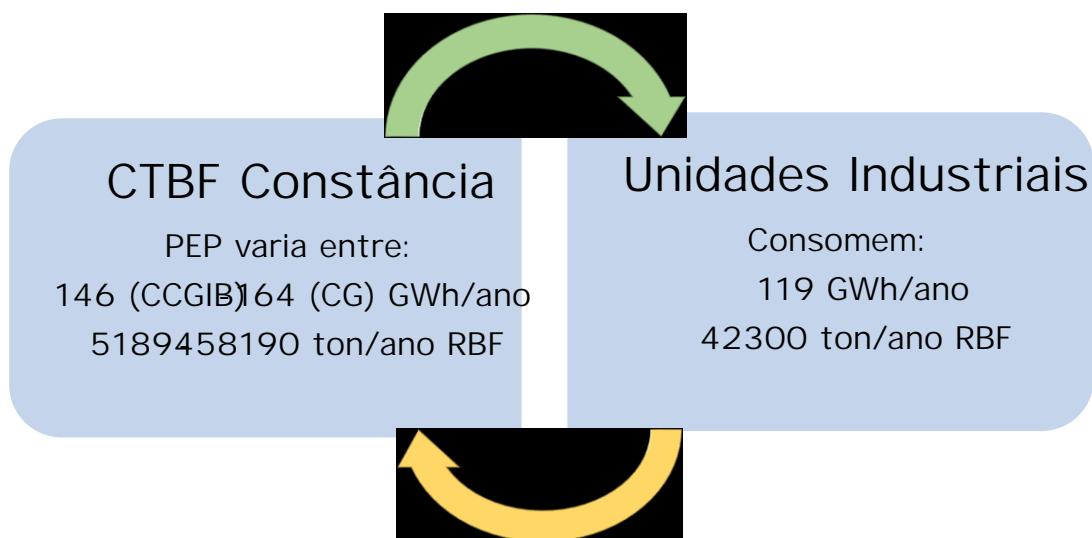


Figura 26 - Comparação entre a PEP de Constância e o consumo de energia por parte das UII do distrito de Santarém

7.3 Distrito de Castelo Branco: CTBF Centroliva e CTBF RodãoPower

No distrito de Castelo Branco estão implantadas duas CTBF seleccionadas: Centroliva e RodãoPower; e as seguintes unidades industriais consumidoras de biomassa: unidades de pellets (3);

7.3.1 CTBF da Centroliva

A CTBF da Centroliva está em funcionamento desde 1998, tem uma potência eléctrica instalada de 6 MVA (5 MWe) e produz em média 39 GWh/ano de energia eléctrica, com um consumo médio de biomassa de 60748 t/ano ($H=35\%$). A central está equipada com uma fornalha de grelha giratória alimentada a RBF previamente destrozados em estilha. Consome gás natural em queimadores auxiliares, utilizados essencialmente no arranque, na paragem, e em situações de elevada humidade da biomassa. A fornalha apresenta eficiência térmica de 87,4%, potência térmica de 22 MWth.

7.3.1.1 Resultados para o cenário cogeração

7.3.2.1.1 Poupança de Energia Primária

A PEP obtida para a CTBF da Centroliva foi de 41,5%, que corresponde a 25206 ton/ano de RBF e a 71,0 GWh/ano de energia. As emissões poupadas fixam-se em 58 ton CO₂/ano.

Tabela 43 - PEP da CTBF da Centroliva para o cenário cogeração

Dados	Valor
CHP H _η	63,5%
Ref H _η	87,4%
CHP E _η	22,8%
Ref E _η	23,2%
PEP	41,5%
	25206 ton/ano*
	71 GWh/ano
Emissões de CO₂ de origem fóssil evitadas (relativas ao transporte de RBF)	58 ton CO₂/ano

* (para um teor de humidade igual a 35%massa)

7.3.1.1.2 Rendimento Eléctrico Equivalente da CTBF da Centroliva

O REE foi calculado em aproximadamente 62,6%, situando-se acima dos 45% definidos pela legislação. Para o cálculo do REE foram utilizados os dados da tabela 44.

Tabela 44 – REE da CTBF da Centroliva em regime de cogeração

Dados	Valor	Unidade
Energia Eléctrica produzida num ano	39	GWh/ano
Qcombustível	171,11	GWh/ano
Energia térmica produzida num ano em modo de cogeração	97,89	GWh/ano
REE	62,6%	

7.3.1.2 Resultados para o cenário CCGIB

7.3.1.2.1 Poupança de Energia Primária

Para o cenário CCGIB a CTBF da Centroliva obteve uma PEP de 42,2% que corresponde a 25619 ton/ano de RBF ou 72,2 GWh/ano de energia. As emissões evitadas fixam-se em 59 ton/CO₂/ano.

Tabela 45 - PEP da CTBF da Centroliva para o cenário CCGIB

Dados	Valor
Eficiência Eléctrica	39,2%
PEP	42,2 %
	25619 ton/ano*
	72,2 GWh/ano
Emissões de CO₂ de origem fóssil evitadas (relativas ao transporte de RBF)	59 ton CO₂/ano

* (para um teor de humidade igual a 35%massa)

7.3.2 CTBF RodãoPower

A CTBF RodãoPower, propriedade da EDP, está em funcionamento desde 2007, tem uma potência eléctrica instalada de 14,5 MVA (12,5 MWe) e produz em média 97,5 GWh/ano de energia eléctrica, com um consumo médio de biomassa de 140000 ton/ano (H=35%). Consome gás natural em queimadores auxiliares, utilizados essencialmente no arranque, na paragem, e em situações de elevada humidade da biomassa. A central está equipada com uma caldeira do tipo leito fluidizado borbulhante alimentada a RBF previamente destrocados em estilha. A caldeira de leito fluidizado tem eficiência térmica de 87,4%, potência térmica de 50 MWt, e consumo de biomassa de 17,9 ton/h.

7.3.2.1 Resultados para o cenário cogeração

7.3.2.1.1 Poupança de Energia Primária

A PEP obtida para a CTBF RodãoPower foi de 40,4%, que corresponde a 56478 ton/ano de RBF e a 159 GWh/ano de energia. As emissões evitadas fixam-se em 129 ton CO₂/ano.

Tabela 46 - PEP da CTBF RodãoPower para o cenário cogeração

Dados	Valor
CHP H _η	55,3%
Ref H _η	87,4%
CHP E _η	24,7%
Ref E _η	23,7%
PEP	40,3%
	56478 ton/ano*
	159,1 GWh/ano
Emissões de CO₂ de origem fóssil evitadas (relativas ao transporte de RBF)	129 ton CO₂/ano

* (para um teor de humidade igual a 35%massa)

7.3.2.1.2 Rendimento Eléctrico Equivalente da CTBF RodãoPower

O REE foi calculado em aproximadamente 64,1%, situando-se acima dos 45% definidos pela legislação. Para o cálculo do REE foram utilizados os dados da tabela 44.

Tabela 47 – REE da CTBF de Constância em regime de cogeração.

Dados	Valor	Unidade
Energia Eléctrica produzida num ano	97,5	GWh/ano
Qcombustível	394,3	GWh/ano
Energia térmica produzida num ano em modo de cogeração	217,97	GWh/ano
REE	64,1%	

7.3.2.1.3 Unidades Industriais Identificadas do distrito de Castelo Branco

As UII do distrito de Castelo Branco consomem um total de 31050 ton/ano de biomassa para produção de calor, correspondente a aproximadamente 87,5 GWh/ano de energia térmica. Os consumidores são unidades de produção de *pellets*. A tabela 40 resume as UII e os respectivos consumos.

Tabela 48 – UII consumidoras de biomassa no Distrito de Santarém

UII	Nº de unidades	Consumo RBF (ton/ano)	GWh/ano
	3	31 050	87,5
TOTAL	3	31 050	87,5

7.3.2.2 Resultados para o cenário CCGIB

Para o cenário CCGIB a CTBF RodãoPower obteve uma PEP de 38,3% que corresponde a 53588 ton/ano de RBF ou 150,9 GWh/ano de energia. As emissões poupadas fixam-se em 123 ton CO₂/ano.

Tabela 49 - PEP da CTBF RodãoPower para o cenário CCGIB

Dados	Valor
Eficiência Eléctrica corrigida	40,1 %
PEP	38,3 %
	53588 ton/ano*
	150,9 GWh/ano
Emissões de CO ₂ de origem fóssil evitadas (relativas ao transporte de RBF)	123 ton CO ₂ /ano

* (para um teor de humidade igual a 35%massa)

7.3.3 Discussão de resultados para as CTBF do distrito de Castelo Branco

Os resultados da PEP para ambas as soluções são muito semelhantes, com a opção de cogeração a representar uma poupança ligeiramente maior para as duas CTBF.

No distrito de Castelo Branco estão presentes um número considerável de grandes consumidores de RBF. As duas CTBF e uma unidade de produção de *pellets* estão localizadas no concelho de Vila Velha de Rodão enquanto as outras duas unidades de produção de *pellets* estão localizadas nos concelhos de Oleiros e Sertã. Caso o planeamento das CTBF tivesse tido em conta a localização das unidades de produção de *pellets*, e/ou vice-versa, haveriam grandes possibilidades de integrar os processos num sistema de poligeração semelhante ao proposto em Mortágua. Então, torna-se necessário estudar a melhor solução a aplicar às CTBF de Castelo Branco, uma vez que as distâncias entre as centrais poderão inviabilizar a implementação de sistemas de poligeração entre as referidas. Se assim for, o cenário CCGIB com a integração de um secador de ar quente para os RBF da central apresenta-se o mais favorável para as respectivas centrais. Outra alternativa passaria pela deslocalização das unidades de produção de *pellets* para as proximidades das CTBF, e neste caso a opção de cogeração seria a escolhida pelos mesmos motivos apresentados para a CTBF de Mortágua.

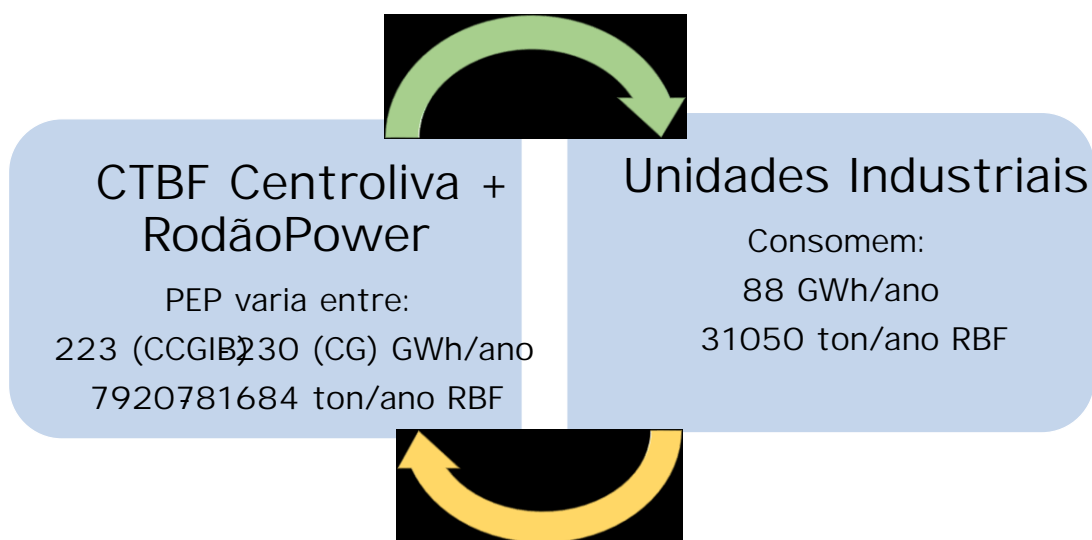


Figura 27 - Comparação entre a PEP de Constância e o consumo de energia por parte das UII do distrito de Castelo Branco

7.4 Distrito de Aveiro: CTBF CTSM e de Cacia

No distrito de Aveiro estão implantadas duas CTBF seleccionadas, CTSM e Cacia, e as seguintes unidades industriais consumidoras de biomassa: unidades de *pellets* (2), cerâmicas (6) e aviários (7);

7.4.1 CTBF CTSM

A CTSM está em funcionamento desde 2008, tem uma potência eléctrica instalada de 10 MVA (10 MWe) e produz em média 78,0 GWh/ano de energia eléctrica, com um consumo médio de biomassa de 121 500 t/ano (H=35%). A central está equipada com uma fornalha de grelha giratória alimentada a RBF previamente destrocados em estilha. Consome gás natural em queimadores auxiliares, utilizados essencialmente no arranque, na paragem, e em situações de elevada humidade da biomassa. A fornalha de grelha giratória tem eficiência térmica de 87,4%, potência térmica de 40 MWth, e consumo de biomassa de 15,6 ton/h.

7.4.1.1 Resultados para o cenário de cogeração

7.4.1.1.1 Poupança de Energia Primária da CTBF CTSM

A PEP obtida para a CTSM foi de 36,5%, que corresponde a 44383 ton/ano de RBF e a 125,0 GWh/ano de energia. As emissões evitadas fixam-se em 102 ton CO₂/ano.

Tabela 50 - PEP da CTSM para o cenário cogeração

Dados	Valor
CHP H _η	57,2%
Ref H _η	87,4%
CHP E _η	22,8%
Ref E _η	24,7%
PEP	36,5%
	44383 ton/ano*
	125,0 GWh/ano
Emissões de CO₂ de origem fóssil evitadas (relativas ao transporte de RBF)	102 ton CO₂/ano

* (para um teor de humidade igual a 35%massa)

7.4.1.1.2 Rendimento Eléctrico Equivalente da CTBF das Terras de Santa Marta

O REE foi calculado em aproximadamente 62,5%, situando-se acima dos 45% definidos pela legislação. Para o cálculo do REE foram utilizados os dados da tabela 51.

Tabela 51 – REE da CTSM em regime de cogeração.

Dados	Valor	Unidade
Energia Eléctrica produzida num ano	78,0	GWh/ano
Qcombustível	342,23	GWh/ano
Energia térmica produzida num ano em modo de cogeração	195,78	GWh/ano
REE	62,5%	

7.4.1.2 Resultados para o cenário CCGIB

Para o cenário CCGIB a CTBF CTSM obteve uma PEP de 44,6% que corresponde a 54151 ton/ano de RBF ou 152,5 GWh/ano de energia. As emissões poupadas fixam-se em 124 ton CO₂/ano.

Tabela 52 - PEP da CTBF Terras de Santa Marta para o cenário CCIGB

Dados	Valor
Eficiência Eléctrica corrigida	41,1%
PEP	44,6 %
	54151 ton/ano*
	152,5 GWh/ano
Emissões de CO ₂ de origem fóssil evitadas (relativas ao transporte de RBF)	124 ton CO ₂ /ano

* (para um teor de humidade igual a 35%massa)

7.4.2 CTBF de Cacia

A CTBF da Cacia está em funcionamento desde 2009, tem uma potência eléctrica instalada de 14,5 MVA (12,5 MWe) e produz em média 97,5 GWh/ano de energia eléctrica, com um consumo médio de biomassa de 146 000 ton/ano (H=35%). Consome gás natural em queimadores auxiliares, utilizados essencialmente no arranque, na paragem, e em situações de elevada humidade da biomassa. A central está equipada com uma caldeira do tipo leito fluidizado borbulhante alimentada a RBF previamente destrocados em estilha. A caldeira de leito fluidizado tem eficiência térmica de 87,4%, potência térmica de 50 MW, e consumo de biomassa de 18,7 ton/h.

7.4.2.1 Resultados para o cenário cogeração

7.4.2.1.1 Poupança de Energia Primária

A PEP obtida para a CTBF de Cacia foi de 38,5%, que corresponde a 56154 ton/ano de RBF e a 158,2 GWh/ano de energia. As emissões evitadas fixam-se em 129 ton CO₂/ano.

Tabela 53 - PEP da CTBF de Cacia para o cenário cogeração

Dados	Valor
CHP H _η	56,3%
Ref H _η	87,4%
CHP E _η	23,7%
Ref E _η	24,2%
	38,5%

PEP

56154 ton/ano*

158,2 GWh/ano

Emissões de CO₂ de origem fóssil evitadas
(relativas ao transporte de RBF)

129 ton CO₂/ano

* (para um teor de humidade igual a 35% massa)

7.4.2.1.2 Rendimento Eléctrico Equivalente da CTBF de Cacia

O REE foi calculado em aproximadamente 63,3%, situando-se acima dos 45% definidos pela legislação. Para o cálculo do REE foram utilizados os dados da Tabela 54.

Tabela 54 – REE da CTBF de Cacia em regime de cogeração.

Dados	Valor	Unidade
Energia Eléctrica produzida num ano	97,5	GWh/ano
Qcombustível	411,3	GWh/ano
Energia térmica produzida num ano em modo de cogeração	231,5	GWh/ano
REE	63,3%	

7.4.2.1.3 Unidades Industriais Identificadas no distrito de Aveiro

As UII no distrito de Aveiro consomem um total de 20913 ton/ano de biomassa para produção de calor, correspondente a aproximadamente 58,9 GWh/ano de energia térmica. Destacam-se como maiores consumidores as cerâmicas Construcer, com um consumo de 4125 ton/ano, e a cerâmica Cepital, com um consumo de 3478 ton/ano. A tabela 55 resume as UII e os respectivos consumos.

Tabela 55 – UII consumidoras de biomassa no Distrito de Santarém

UII	Nº de unidades	Consumo RBF (ton/ano)	GWh/ano
	2	2 100	5,9
	6	15 674	44,1
	7	3138	8,8
TOTAL	15	20 913	58,9

7.4.2.2 Resultados para o cenário CCGIB

Para o cenário CCGIB a CTBF de Cacia obteve uma PEP de 41,5% que corresponde a 60614 ton/ano de RBF ou 170,7 GWh/ano de energia. As emissões evitadas fixam-se em 139 ton CO₂/ano.

Tabela 56 - PEP da CTBF de Cacia para o cenário CCGIB

Dados	Valor
Eficiência Eléctrica corrigida	40,5 %
PEP	41,5 %
	60614 ton/ano*
	170,7 GWh/ano
Emissões de CO ₂ de origem fóssil evitadas (relativas ao transporte de RBF)	139 ton CO ₂ /ano

* (para um teor de humidade igual a 35%massa)

7.4.3 Discussão de resultados para as CTBF do distrito de Aveiro

Os resultados da PEP de ambos os cenários para o distrito de Aveiro são muito semelhantes. Tendo em conta que as unidades de produção de *pellets* do distrito são unidades de pequena dimensão e a integração de cerâmicas com as CTBF não é, à partida, viável, a opção da implementação de CCGIB é a mais favorável. Contudo, é necessário ter em atenção que neste estudo apenas são identificados consumidores de calor a partir de biomassa, o que diminui as opções das CTBF. O distrito de Aveiro é o mais industrializado do país, por isso justifica-se a realização de um levantamento de todas as indústrias consumidoras de calor de forma a perceber se é possível a integração com as CTBF através de sistemas de aquecimento/arrefecimento industrial. No caso de futuras unidades de produção de *pellets* serem construídas, estas devem ser integradas com as CTBF.

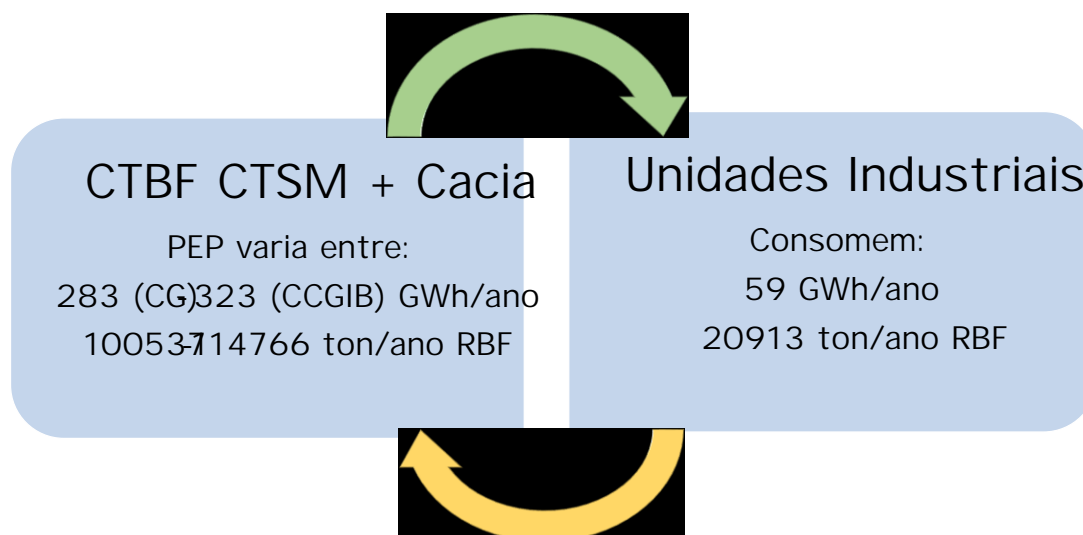


Figura 28 - Comparação entre a PEP de Constância e o consumo de energia por parte das UII do distrito de Aveiro

7.5 Distrito de Setúbal: CTBF de Setúbal

7.5.1 CTBF de Setúbal

A CTBF da Setúbal está em funcionamento desde 2009, tem uma potência eléctrica instalada de 14,5 MVA (12,5 MWe) e produz em média 97,5 GWh/ano de energia eléctrica, com um consumo médio de biomassa de 146 000 ton/ano (H=35%). Consome gás natural em queimadores auxiliares, utilizados essencialmente no arranque, na paragem, e em situações de elevada humidade da biomassa. A central está equipada com uma caldeira do tipo leito fluidizado borbulhante alimentada a RBF previamente destrocados em estilha. A caldeira de leito fluidizado tem eficiência térmica de 87,4%, potência térmica de 50 MWt, e consumo de biomassa de 18,7 ton/h.

7.5.1.1 Resultados do cenário de cogeração

7.5.1.1.1 Poupança de Energia Primária

A PEP obtida para a CTBF de Setúbal foi de 41,8%, que corresponde a 61078 ton/ano de RBF e a 172,0 GWh/ano de energia. As emissões evitadas fixam-se em 140 ton CO₂/ano.

Tabela 57 - PEP da CTBF de Setúbal

Dados	Valor
CHP H _η	56,3%
Ref H _η	87,4%
CHP E _η	23,7%
Ref E _η	22,1%
PEP	41,8%
	61078 ton/ano*
	172 GWh/ano
Emissões de CO₂ de origem fóssil evitadas (relativas ao transporte de RBF)	140 ton CO₂/ano

* (para um teor de humidade igual a 35%massa)

7.5.1.1.2 Rendimento Eléctrico Equivalente da CTBF de Setúbal

O REE foi calculado em aproximadamente 63,3%, situando-se acima dos 45% definidos pela legislação. Para o cálculo do REE foram utilizados os dados da tabela 58.

Tabela 58 – REE da CTBF de Setúbal em regime de cogeração.

Dados	Valor	Unidade
Energia Eléctrica produzida num ano	97,5	GWh/ano
Qcombustível	411,3	GWh/ano

Energia térmica produzida num ano em modo de cogeração

231,49 GWh/ano

REE

63,3%

7.5.1.1.3 Unidades Industriais Identificadas do distrito de Setúbal

As UII do distrito de Setúbal consomem um total de 157905 ton/ano de biomassa para produção de calor, correspondente a aproximadamente 444,7 GWh/ano de energia térmica. Destacam-se como maiores consumidores a cimenteira Secil, com um consumo de 101785 ton/ano, e as unidades de pellets PelletsPower2 e Glowood, com um consumo de 21000 ton/ano e 15750 ton/ano, respectivamente. A tabela 53 resume as UII e os respectivos consumos.

Tabela 59 – UII consumidoras de biomassa no Distrito de Santarém

UII	Nº de unidades	Consumo RBF* (ton/ano)	GWh/ano
	2	36 750	103,5
	1	101 785	286,7
	3	14 530	40,9
	2	4840	13,63
TOTAL	8	157 905	444,7

* (para um teor de humidade igual a 35%massa)

7.5.1.2 Resultados para o cenário CCGIB

Para o cenário CCGIB a CTBF de Setúbal obteve uma PEP de 38,3% que corresponde a 55906 ton/ano de RBF ou 157,5 GWh/ano de energia. As emissões evitadas fixam-se em 128 ton CO₂/ano.

Tabela 60 - PEP da CTBF Setúbal para o cenário CCGIB

Dados	Valor
Eficiência Eléctrica	38,4%
PEP	38,3 %
	63582 ton/ano*
	179,09 GWh/ano
Emissões de CO ₂ de origem fóssil evitadas (relativas ao transporte de RBF)	146 ton CO ₂ /ano

* (para um teor de humidade igual a 35%massa)

7.5.2 Discussão de resultados para a CTBF de Setúbal

A CTBF de Setúbal encontra-se numa situação semelhante à situação da CTBF de Constância. No distrito encontram-se unidades de produção de *pellets* que consomem cerca de

37000 ton/ano de RBF nas fornalhas para produção de calor para os secadores de matéria-prima (biomassa para *pellets*). Um sistema de poligeração similar ao proposto para a CTBF de Mortágua poderia ser implementado caso estas unidades se encontrassem nas proximidades da CTBF.

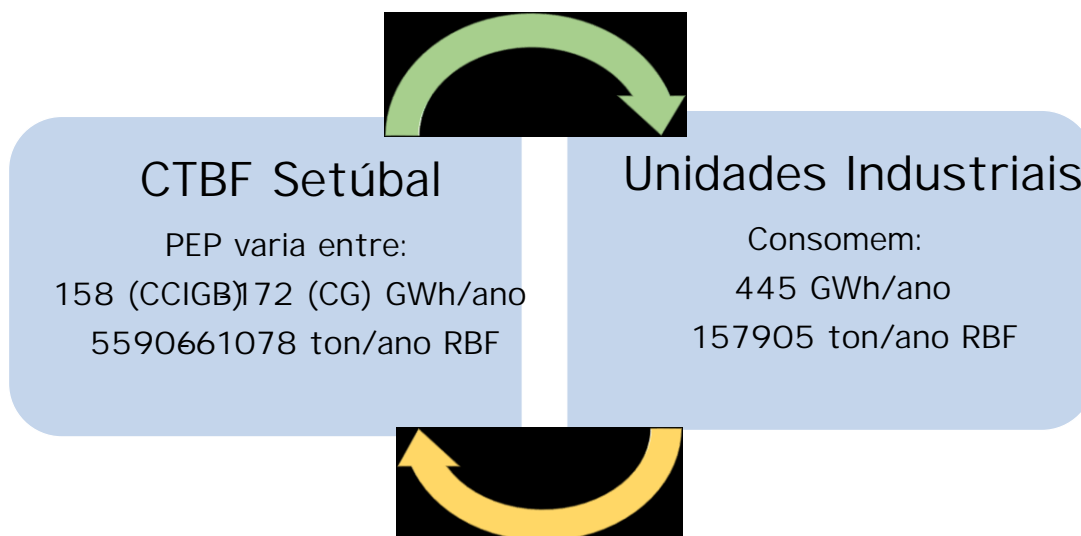


Figura 29 - Comparação entre a PEP de Constância e o consumo de energia por parte das UII do distrito de Setúbal

7.6 Análise Global do Sistema

7.6.1 Cogeração vs CCGIB

Por último, depois de avaliada a PEP para cada uma das CTBF e discutidos os resultados a nível distrital, foi realizada a análise dos resultados a nível nacional. Os resultados globais da PEP para os dois cenários propostos foram subtraídos à quantidade de RBF consumidos actualmente (valor obtido no capítulo 3) e o nível de redução potencial foi averiguado. Além disso, foi estudada a correlação entre a PEP e a potência eléctrica das CTBF na tentativa de compreender de que forma a potência eléctrica influencia a PEP. Por último, e também importante, é realizada a análise da redução das emissões de CO₂, para a substituição de RBF, e também para a substituição de combustíveis fósseis.

Os dois cenários obtiveram resultados globais muito próximos: 40% para o cenário cogeração e 41% para o cenário CCGIB. As CTBF de Constância, RodãoPower e Setúbal apresentaram melhores resultados para o *cenário cogeração*, por sua vez, as CTBF de Mortágua, Centroliva, CTSM e Cacia apresentam melhores resultados para o *cenário CCGIB*. Apesar dos resultados darem a indicação de qual seria a opção que mais contribuiria para a redução do consumo de energia primária, não significa que esta seria a melhor opção, como acontece no acaso de Mortágua, devido às especificidades do sistema em estudo. Nos distritos das CTBF de Constância, RodãoPower, Setúbal e Cacia estão presentes unidades de produção de *pellets*, contudo, excepto no caso de Setúbal, estas são unidades de pequena dimensão que, à partida, não

justificam a integração com as CTBF. Portanto, nestes casos a opção mais favorável seria, teoricamente, a implementação da opção CCGIB com secagem integrada da biomassa.

Tabela 61 – Comparação entre os resultados do cenário cogeração e CCGIB

COGERAÇÃO					CCGIB			
(η=80%)					(η=42%)			
CTBF	PEP (%)	Ton/ano	GWh/ano	Emissões CO ₂	PEP (%)	Ton/ano	GWh/ano	Emissões CO ₂
Mortágua	38,17%	41986	118	96	42,78%	47063	132,56	107,89
Constância	41,56%	58190	164	133	37,07%	51894	146,17	118,96
Centroliva	41,49%	25206	71	58	42,17%	25619	72,16	58,73
CTSM	36,53%	44383	125	102	44,57%	54151	152,53	124,14
RodãoPower	40,34%	56478	159	129	38,28%	53588	150,94	122,85
Setúbal	41,83%	61078	172	140	38,29%	55906	157,47	128,16
Cacia	38,46%	56154	158	129	41,52%	60614	170,73	138,96
TOTAL	40%	343475	967	787,4	41%	348836	982,56	799,69

7.6.2 Correlação PEP vs Potência Eléctrica das CTBF

A correlação entre a PEP e a potência eléctrica das CTBF foi investigada para os dois cenários na tentativa de compreender de que forma a potência eléctrica influencia a PEP. É verificado que para o *cenário CCGIB* a PEP decresce ligeiramente com o aumento da potência eléctrica, enquanto para o cenário de cogeração a PEP mantém-se constante, isto é, independente da potência eléctrica. O decréscimo sentido no cenário CCGIB pode ser explicado pela presença das maiores CTBF a Sul do País, em zonas de temperaturas mais elevadas, resultando na diminuição da eficiência eléctrica, e por consequência na redução da PEP. No caso do cenário de cogeração, as CTBF que se encontram em locais com temperaturas mais elevadas também apresentam menor eficiência eléctrica, contudo, uma vez que a eficiência global é mantida constante para todos os casos (80%), este decréscimo é compensado por um aumento na eficiência térmica, e, por isso, a PEP não varia com a potência eléctrica da central. Por exemplo, o facto dos resultados da CTBF da Centroliva (5 MWe – 15,4 °C) encontrarem-se muito próximos, e da CTSM (10 MWe – 14,3 °C) encontrarem-se muito afastados explica-se pela variação na temperatura. As CTBF de Cacia (12,5 MW – 14,9 °C), Constância (12,5 MW – 16,2 °C), RodãoPower (12,5 MW – 15,4 °C) e Setúbal (12,5 MW – 17,1 °C) têm a mesma dimensão, contudo, no caso de Cacia a PEP é mais elevada para o *cenário CCGIB*, enquanto para as restantes a PEP é mais elevada para o *cenário cogeração*. Constata-se que a temperatura influencia os resultados, ou seja, quanto mais quente for o local maior será o PEP para o *cenário cogeração*, e o contrário resulta num PEP maior para o *cenário CCGIB*.

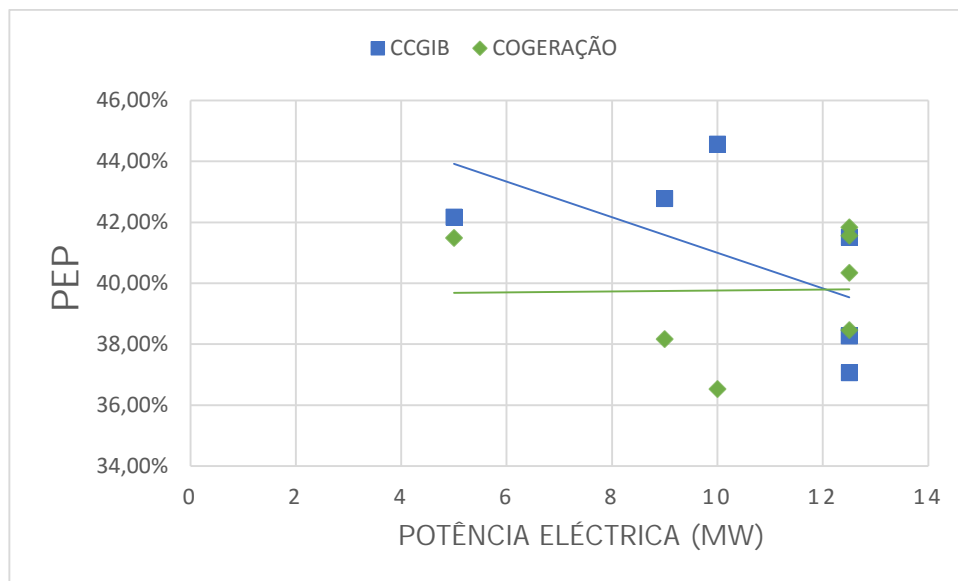


Figura 30- Gráfico da correlação entre o PEP e a Potência Elétrica

Teoricamente, as duas opções estudadas apresentam elevado potencial para aumentar a eficiência global das CTBF e reduzir o consumo de energia primária. No cenário de cogeração, a redução do consumo de RBF aconteceria se a energia térmica produzida nas CTBF em regime de cogeração substituísse energia térmica produzida a partir de RBF noutras instalações, como por exemplo nas unidades de produção de *pellets*. Caso isso não acontecesse, haveria na mesma redução da energia primária mas de outro produto energético, o que podia significar uma redução significativamente maior das emissões de CO₂ se a energia substituída fosse produzida a partir de combustíveis fósseis.

7.7 Potencial para redução do consumo de RBF

Para finalizar, foi investigado o impacto da aplicação das opções tecnológicas descritas no consumo total de RBF. Para isso, ao consumo actual das CTBF foi subtraída a PEP (em toneladas) obtida nos cenários propostos e a redução nas emissões de CO₂ foram contabilizadas.

Tabela 62 - Redução potencial do consumo de RBF para os cenários propostos

Consumo actual das CTBF (ton/ano)	1 325 048	
	Cenário Cogeração	Cenário CCGIB
PEP total (ton/ano)	343 475	348 836
Consumo das CTBF (ton/ano)	981 573	976 212
Redução de emissões CO ₂ (ton/ano)	787,4	799,7

A redução potencial do consumo de RBF varia entre 0,34 Mton/ano para o cenário cogeração e 0,35 Mton/ano para o cenário CCGIB, enquanto a redução das emissões de CO₂ relativas ao transporte de RBF situa-se próxima das 800 ton CO₂/ano. A implementação das

soluções tecnológicas apresentadas poderia reduzir o consumo de RBF para cerca de 2,4 Mton/ano, aproximando assim este valor da disponibilidade efectiva calculada pelo autor no capítulo 3 (2,0 Mton/ano).

Tabela 63 – Redução total de RBF actual e para os cenários apresentados

Disponibilidade efectiva de RBF	2,0 Mton/ano
Consumo total de RBF actual	2,8 Mton/ano
Consumo total de RBF para os cenários apresentados	2,4 Mton/ano

Obviamente, em termos práticos a implementação das opções apresentadas é bastante complexa devido aos diversos factores limitantes anteriormente referidos. Apesar disso, o presente trabalho demonstra que existem alternativas já em funcionamento noutros locais do mundo, onde conversões semelhantes foram levadas a cabo com sucesso.

8. Conclusão

Os sistemas energéticos desempenham um papel central na nossa sociedade, seja na produção de bens ou na disponibilização de serviços. O caminho para uma sociedade sustentável implica o desenvolvimento de políticas coerentes e planos consistentes que fomentem o desenvolvimento de sistemas energéticos sustentáveis (SES), de forma a combater o grande desafio que hoje se coloca: as alterações climáticas. A produção descentralizada de energia a partir de FER é uma das principais características dos SES, onde a biomassa assume um papel fundamental. Contudo, a utilização da biomassa deve orientar-se pelo conceito de eficiência de recursos, para não colocar em risco a estrutura florestal.

Em Portugal, a utilização de biomassa florestal para energia sofreu um enorme crescimento, fruto dos incentivos disponibilizados, principalmente para a produção de electricidade. Contudo, verifica-se que o planeamento destes incentivos resultou, por um lado, no aumento desmesurado da pressão sobre os recursos florestais e, por outro, no investimento em opções tecnológicas menos eficientes, negligenciando outras tecnologias mais eficientes, como é o caso da cogeração.

O tratamento da informação relativa à produtividade da floresta portuguesa e aos consumos do sector da biomassa florestal para energia, no sentido de apurar a sustentabilidade do abastecimento, concluiu que os consumos de RBF (2,7 a 2,9 Mton/ano) excedem a disponibilidade efectiva (1,0 a 2,0 Mton/ano) da floresta Portuguesa. Esta situação, motivada pelo acesso desregulado à matéria-prima, coloca em causa a sustentabilidade a longo prazo da floresta portuguesa e, por consequência de todos os sectores que dela dependem. A par das CTBF, o crescimento do sector de *pellets* de madeira, alavancado pelos incentivos atribuídos por alguns países do Norte da Europa, foi um dos fenómenos que mais contribuiu para o aumento da pressão sobre a floresta. A falta de regulação e planeamento no sector da biomassa florestal poderá trazer consequências económicas, ambientais e sociais nefastas se a situação se mantiver.

A análise dos consumos de RBF demonstra que as CTBF utilizam a maior quota, com um consumo de aproximadamente 1,3 Mton/ano. As CTBF são entre os consumidores identificados no sector da biomassa para energia os produtores menos eficientes, por apenas produzirem electricidade, e as que mais RBF consomem. Além disso, são sustentadas por uma tarifa de aquisição desproporcional que tem contribuído para agravar a dívida tarifária do sector da electricidade. A operação destas centrais é inviável a valores abaixo da actual tarifa, facto testemunhado pela fuga de investimento ocorrido em 2011, ano em que a tarifa foi revista em baixa para CTBF em fase de projecto, resultando no cancelamento de todos os projectos. Justifica-se assim a aplicação de medidas de eficiência energética que, por um lado proporcionem sustentabilidade económica às centrais sem que estas dependam de tarifas de aquisição penalizadoras para o consumidor, e por outro, reduzam a quantidade de RBF utilizados de forma directa ou indirecta, de forma a promover a sustentabilidade florestal.

Para isso é necessário que as CTBF diversifiquem os seus produtos energéticos, com especial destaque para o calor que é desperdiçado, recorrendo a opções tecnológicas inovadoras. Os dois cenários desenvolvidos, cogeração e CCGIB, apresentam soluções de valorização energética para as CTBF tendo em conta os desafios económicos com que se debatem actualmente. Os resultados obtidos demonstram que é possível uma elevada *Poupança de Energia Primária* (PEP) comparativamente com o modelo actual das CTBF. Os resultados para os cenários propostos foram muito semelhantes: 40 e 41% de redução no consumo de energia primária (0,4 Mton), respectivamente, que resultaria numa redução global no consumo de RBF de 2,8 Mton/ano para 2,40 Mton/ano. O cenário de cogeração corresponde a um cenário que representa tecnologia em fase de comercialização, enquanto o cenário CCGIB representa tecnologia ainda em fase de demonstração. Por esse motivo, o cenário de cogeração é reconhecido como cenário paradigmático do presente estudo.

O potencial de poupança de energia primária apenas pode ser materializado se for possível utilizar o calor produzido pelas CTBF em modo de cogeração. Em modo de cogeração a CTBF de Mortágua poderia poupar energia correspondente a 41986 ton/ano de RBF, enquanto na fornalha da unidade de produção de *pellets* são consumidos cerca de 21000 ton/ano, sendo por isso admitida a viabilidade da integração entre as duas unidades. O caso de estudo demonstrou apenas uma das inúmeras estratégias de poligeração que podem ser aplicadas no sistema energético nacional, com o objectivo de aumentar a eficiência energética e consequentemente, o tornar mais sustentável. Actualmente são consumidos cerca de 0,28 Mton/ano de RBF pelos secadores das instalações de produção de *pellets*. Esta quantidade de RBF poderia ser poupada através da utilização do calor residual produzido nas CTBF em funcionamento, tal como demonstrado em vários dos exemplos apresentados.

A implementação de sistemas de poligeração deste género constitui uma solução inovadora, devido ao potencial que dispõe para o aumento da eficiência energética e de custos do sistema. O caso de estudo é baseado em exemplos que demonstram centrais de poligeração em funcionamento e que apresentam resultados positivos, principalmente em mercados energéticos desregulados, onde é possível vender qualquer volume de electricidade a qualquer instante. Este é um entre muitos exemplos do que pode ser feito melhorar a situação das CTBF e colocar o sistema energético português na rota dos sistemas energéticos sustentáveis.

9. Sugestões para trabalhos futuros

A presente dissertação abre a possibilidade de vários trabalhos futuros. Em especial, a modelação numérica de sistemas de poligeração para cada uma das CTBF identificadas deve ser identificado como prioritário. Dessa forma, o trabalho iniciado neste momento poderá ser materializado e soluções reais poderão emergir. A literatura utilizada na secção “5.2.1.2” constitui a base para o desenvolvimento dos processos de modelação numérica, sendo possível encontrar várias metodologias realizadas para diferentes configurações. A análise termoeconómica do sistema também deve ser realizada para servir de apoio à decisão.

Outro trabalho interessante que poderia servir de complemento à presente dissertação consiste na recolha e tratamento de informação sobre todos os consumidores de energia térmica nas proximidades das CTBF. A informação recolhida para a realização deste trabalho apenas refere-se a consumidores de biomassa para a produção de calor, o que limita o potencial de poupança de energia primária, como verificado em alguns casos.

Além disso, convém reafirmar que, apesar dos sistemas de poligeração permitirem melhorar as condições das CTBF, estas enfrentam outros obstáculos de várias naturezas, tornando necessária uma profunda revisão das etapas do processo de produção de energia com o objectivo de aumentar a rentabilidade, e diminuir o quanto possível o uso de RBF. Esta revisão deverá abranger todo o ciclo de processo, desde o pré-processamento da madeira até à distribuição da energia produzida.

Referências Bibliográficas

- A.D. Little, & Tecninvest. (1985). Resíduos florestais para produção de energia em Portugal (pp. 298). Lisboa: Direção Geral de Energia.
- ADENE. (2015). Planos e Programas. Acedido a 07/05/2015, 2015, Disponível em <http://www.adene.pt/planos-e-programas>.
- ADENE, & INETI. (2001). Fórum Energias Renováveis em Portugal – Relatório Síntese. Disponível em http://geo.ineti.pt/geociencias/edicoes_online/diversos/energias_renov/intro.htm
- Ahat, M., Ben Amor, S., Bui, M., Bui, A., Guérard, G., & Petermann, C. (2013). American Journal of Operations Research, 198-206. doi: <http://dx.doi.org/10.4236/ajor.2013.31A019>.
- Ahrenfeldt, J., Thomsen, T. P., Henriksen, U., & Clausen, L. R. (2013). Biomass gasification cogeneration – A review of state of the art technology and near future perspectives. Applied Thermal Engineering, 50(2), 1407-1417. doi: <http://dx.doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2011.12.040>.
- Alanne, K., & Saari, A. (2006). Distributed energy generation and sustainable development. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 10(5), 549-558. doi: <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2004.11.004>.
- ANPEB. (2011). Portugal - Pellet Report.
- ANPEB. (2015). Portal da Associação Nacional de Pellets Energéticas de Biomassa. Produção de pellets. Acedido a 20/05/2015, Disponível em <http://www.anpeb.pt/>.
- APA. (2014). Relatório do Estado do Ambiente. Acedido a 07/06/2015. Disponível em <http://sniamb.apambiente.pt/infos/geoportaldocs/REA/rea2014.pdf>
- Bazmi, A. A., & Zahedi, G. (2011). Sustainable energy systems: Role of optimization modeling techniques in power generation and supply—A review. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 15(4), 3485-3500. doi: <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2011.05.003>.
- Behrangrad, M. (2015). A review of demand side management business models in the electricity market. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 47, 270-283. doi: <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2015.03.033>.
- Boyce, M. P. (2002). Handbook for Cogeneration and Combined Cycle Power Plants.
- Bracco, S., Delfino, F., Pampararo, F., Robba, M., & Rossi, M. (2013). The University of Genoa smart polygeneration microgrid test-bed facility: The overall system, the technologies and the research challenges. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 44, 1459. doi: <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2012.10.009>.
- Bracco, S., Delfino, F., Pampararo, F., Robba, M., & Rossi, M. (2015). A dynamic optimization-based architecture for polygeneration microgrids with tri-generation, renewables, storage systems and electrical vehicles. Energy Conversion and Management, 92, 516-520. doi: <http://dx.doi.org/10.1016/j.enconman.2015.03.013>.
- Brammer, J. G., & Bridgwater, A. V. (2002). The influence of feedstock drying on the performance and economics of a biomass gasifier—engine CHP system. Biomass and Bioenergy, 22(4), 271-281. doi: [http://dx.doi.org/10.1016/S0961-9534\(02\)00003-X](http://dx.doi.org/10.1016/S0961-9534(02)00003-X).
- BTG. (2014). Cascading in the wood sector.

- Campilho, P. (2010). Avaliação do Potencial Nacional e o Aproveitamento da Biomassa Florestal para Energéticos (Tese de Mestrado em Bioenergia), Faculdade de Ciências e Tecnologia da Universidade Nova de Lisboa, Lisboa.
- Capuder, T., & Mancarella, P. (2014). Techno-economic and environmental modelling and optimization of flexible distributed multi-generation options. *Energy*, 71, 516-533. doi: <http://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2014.04.097>.
- CE. (1997). Energia para o Futuro
- Fontes de Energia Renováveis. Acedido a 06/06/2015. Disponível em http://europa.eu/documents/comm/white_papers/pdf/com97_599_pt.pdf
- CELPA, & AIMMP. (2004a). Centrais Eléctricas de Biomassa. Uma opção justificável? Disponível em
- CELPA, & AIMMP. (2004b). Centrais Eléctricas de Biomassa – Uma Opção Justificável? . Disponível em
- Chan, C. W., Ling-Chin, J., & Roskilly, A. P. (2013). A review of chemical heat pumps, thermodynamic cycles and thermal energy storage technologies for low grade heat utilisation. *Applied Thermal Engineering*, 50, 1257-1273. doi: <http://dx.doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2012.06.041>.
- Chicco, G., & Mancarella, P. (2009). Matrix modelling of small-scale trigeneration systems and application to operational optimization. *Energy*, 34(4), 261-273. doi: <http://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2008.09.011>.
- Climate-data.org.
- COGEN. (2015). Transposição da Directiva Europeia para a Eficiência Energética e a Cogeração.
- Connolly, D., Vad Mathiesen, B., Østergaard, P. A., Møller, B., Nielsen, S., Lund, H., . . . Werner, S. (2014). HEAT ROADMAP EUROPE 2050. Disponível em
- de Sousa. (1999). Resolução do Despacho Económico usando o GAMS
- DGEG. (2015). Renováveis, estatísticas rápidas
- Dong, L., Liu, H., & Riffat, S. (2009). Development of small-scale and micro-scale biomass-fuelled CHP systems – A literature review. *Applied Thermal Engineering*(129), 2119-2126. doi: <http://dx.doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2008.12.004>.
- EEA. (2014). Annual European Union greenhouse gas inventory 1990–2012 and inventory report 2014 Technical report No 09/2014. Disponível em
- Elbersen, B., Startisky, I., Hengeveld, G., Schelhaas, M., Naeff, H., & Böttcher, H. (2012). Atlas of EU biomass potentials. Disponível em
- Resolução do Conselho de Ministros de 2015. Diário da República, 1.ª série, N.º 24 (2015). Disponível em <https://dre.pt/application/file/66432612>.
- EUObserver. (2014). Solid Biomass Barometer. Acedido a 11/05/2015. Disponível em <http://www.eurobserv-er.org/pdf/solid-biomass-barometer-2014-en/>
- EuObserver. (2014). The state of renewable energies in Europe. Acedido a 10/05/2015. Disponível em http://www.energies-renouvelables.org/observ-er/stat_baro/barobilan/barobilan14_EN.pdf
- EurObserver. (2014). EurObserver - Biofuels Barometer 2014. Disponível em

- Fazlollahi, S., & Maréchal, F. (2013). Multi-objective, multi-period optimization of biomass conversion technologies using evolutionary algorithms and mixed integer linear programming (MILP). *Applied Thermal Engineering*, 50, 1504-1513. doi: <http://dx.doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2011.11.035>.
- Ferrari, M. L., Pascenti, M., Sorce, A., Traverso, A., & Massardo, A. F. (2014). Real-time tool for management of smart polygeneration grids including thermal energy storage. *Applied Energy*, 130, 670-678. doi: <http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2014.02.025>.
- Ferreira, S., Moreira, N., & Monteiro, E. (2009). Bioenergy overview for Portugal. *Biomass and Bioenergy*, 33, 1567 – 1576. doi: <http://dx.doi.org/10.1016/j.biombioe.2009.07.020>.
- Ferreira, S., Moreira, N. A., & Monteiro, E. (2009). Bioenergy overview for Portugal. *Biomass and Bioenergy*, 33, 1567 – 1576. doi: <http://dx.doi.org/10.1016/j.biombioe.2009.07.020>.
- Forest Europe, FAO, & UNECE. (2011). State of Europe's Forests - Status and Trends in Sustainable Forest
- Gebreegziabher, T., Oyedun, A. O., Luk, H. T., Lam, T. Y. G., Zhang, Y., & Hui, C. W. (2014). Design and optimization of biomass power plant. *Chemical Engineering Research and Design*, 92, 1421-1427. doi: <http://dx.doi.org/10.1016/j.cherd.2014.04.013>.
- GEOTA. (2015). O Programa Nacional de Barragens: desastre económico, social e ambiental. Disponível em
- González, A., Riba, J.-R., Puig, R., & Navarro, P. (2015). Review of micro- and small-scale technologies to produce electricity and heat from Mediterranean forests wood chips. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 43, 143-155. doi: <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2014.11.013>.
- GTB. (2013). Relatório do Grupo e Trabalho da Biomassa - Comissão de Agricultura e Mar: Assembleia da República.
- Haas, R., Eichhammer, W., Huber, C., Langniss, O., Lorenzoni, A., Madlener, R., . . . Verbruggen, A. (2004). How to promote renewable energy systems successfully and effectively. *Energy Policy*, 32, 833-839. doi: [http://dx.doi.org/10.1016/S0301-4215\(02\)00337-3](http://dx.doi.org/10.1016/S0301-4215(02)00337-3).
- Heidenreich, S., & Foscolo, P. (2015). New concepts in biomass gasification. *Progress in Energy and Combustion Science*, 74, 1-65. doi: <http://dx.doi.org/10.1016/j.pecs.2014.06.002>.
- Heidenreich, S., & Foscolo, P. U. (2015). New concepts in biomass gasification. *Progress in Energy and Combustion Science*, 74, 1-65. doi: <http://dx.doi.org/10.1016/j.pecs.2014.06.002>.
- ICNF. (2010). Culturas Energéticas Florestais. Disponível em
- IEA. (2013). World Energy Outlook.
- IEA. (2014a). Linking Heat and
- Electricity Systems - Cogeneration and District Heating and Cooling Solutions for a Clean Energy Future
- IEA. (2014b). World Energy Outlook 2014.
- IINAS, EFI, & JR. (2014). Forest biomass for energy in the EU: current trends, carbon balance and sustainable potential: International Institute for Sustainability Analysis and Strategy.
- IINAS, European Forest Institute, & Research, J. (2014). Forest biomass for energy in the EU: current trends, carbon balance and sustainable potential: International Institute for Sustainability Analysis and Strategy.

Johnson, F. X. (2014). Bioenergy, Climate and Development: Linkages, Synergies and Conflicts. Disponível em

Kanellakis, M., Martinopoulos, G., & Zachariadis, T. (2013). European energy policy—A review. *Energy Policy*, 62, 1020-1030. doi: <http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2013.08.008>.

Kohl, T., Laukkanen, T., Järvinen, M., & Fogelholm, C.-J. (2013). Energetic and environmental performance of three biomass upgrading processes integrated with a CHP plant. *Applied Energy*, 107, 124-134. doi: <http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2013.02.021>.

Lahdelma, R., & Hakonen, H. (2003). An efficient linear programming algorithm for combined heat and power production. *European Journal of Operational Research*, 148, 148-151. doi: [http://dx.doi.org/10.1016/S0377-2217\(02\)00460-5](http://dx.doi.org/10.1016/S0377-2217(02)00460-5).

Li, H., Chen, Q., Zhang, X., Finney, K. N., Sharifi, V. N., & Swithenbank, J. (2012). Evaluation of a biomass drying process using waste heat from process industries: A case study. *Applied Thermal Engineering*, 35, 71-80. doi: <http://dx.doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2011.10.009>.

Liu, H., Ni, W., Li, Z., & Ma, L. (2008). Strategic thinking on IGCC development in China. *Energy Policy*, 36, 1-11. doi: <http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2007.08.034>.

Liu, M., Shi, Y., & Fang, F. (2014). Combined cooling, heating and power systems: A survey. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 23, 23-35. doi: <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2014.03.054>.

Liu, P., Gerogiorgis, D. I., & Pistikopoulos, E. N. (2007). Modeling and optimization of polygeneration energy systems. *Catalysis Today*, 127, 347-359. doi: <http://dx.doi.org/10.1016/j.cattod.2007.05.024>.

Lopes, M., Tarelho, L., Ribeiro, I., Monteiro, A., Martins, H., ... (Eds), C. (2013). Impacts of biomass energy chain on air quality and Portuguese climate policy (BIOGAIR: project). Universidade de Aveiro, CESAM – Centro de Estudos do Ambiente e do Mar.

Luk, H. T., Lam, T. Y. G., Oyedun, A. O., Gebreegziabher, T., & Hui, C. W. (2013). Drying of biomass for power generation: A case study on power generation from empty fruit bunch. *Energy*, 63, 205-215. doi: <http://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2013.10.056>.

Madlener, R., & Bachhiesl, M. (2007). Socio-economic drivers of large urban biomass cogeneration: Sustainable energy supply for Austria's capital Vienna. *Energy Policy*, 35, 1075-1087. doi: <http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2006.01.022>.

Maraver, D., Uche, J., & Royo, J. (2012). Assessment of high temperature organic Rankine cycle engine for polygeneration with MED desalination: A preliminary approach. *Energy Conversion and Management*, 53, 108-117. doi: <http://dx.doi.org/10.1016/j.enconman.2011.08.013>.

Ng, T. S., & Sy, C. (2014). An affine adjustable robust model for generation and transmission network planning. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 52, 600-608. doi: <http://dx.doi.org/10.1016/j.ijepes.2014.02.026>.

Nunes, L. J. R., Matias, J. C. O., & Catalão, J. P. S. (2016). Wood pellets as a sustainable energy alternative in Portugal. *Renewable Energy*, 85, 1011-1016. doi: <http://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2015.07.065>.

Patrão, G. (2010). Geração de Energia Eléctrica a partir de Biomassa

DIRECTIVA 2001/77/CE relativa à promoção da electricidade produzida a partir de fontes de energia renováveis no mercado interno da electricidade. n.º 283 (2001). Disponível em <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/PT/TXT/PDF/?uri=CELEX:32001L0077&from=EN>.

DIRECTIVA 2009/28/CE relativa à promoção da utilização de energia proveniente de fontes renováveis
140 (2009). Disponível em <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2009:140:0016:0062:pt:PDF>.

PE. (2015). Projecto de Relatório sobre a eficiência de recursos: transição para uma economia circular. Acedido a 06/05/2015. Disponível em http://www.europarl.europa.eu/meetdocs/2014_2019/documents/envi/pr/1055/1055309/1055309pt.pdf

Pereira, E. G., da Silva, J. N., de Oliveira, J. L., & Machado, C. S. (2012). Sustainable energy: A review of gasification technologies. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 47, 4763-4762. doi: <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2012.04.023>.

Plano Nacional de Ação para as Energias Renováveis. Diário da República, 1.ª série, N.º 70 (2013)

Prado, M. (2015). Dívida da electricidade: aqui mora um consenso político: Expresso.

Páscoa, F., Tomé, M. M., P., C., & Campilho, P. (2006). Avaliação da potencialidade de produção de biomassa residual dos povoamentos florestais. Disponível em

Rahman, M. M., B. Mostafiz, S., Paatero, J. V., & Lahdelma, R. (2014). Extension of energy crops on surplus agricultural lands: A potentially viable option in developing countries while fossil fuel reserves are diminishing. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 108, 2919. doi: <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2013.08.092>.

Rahman, M. M., Hasan, M. M., Paatero, J. V., & Lahdelma, R. (2014). Hybrid application of biogas and solar resources to fulfill household energy needs: A potentially viable option in rural areas of developing countries. *Renewable Energy*, 65, 15845. doi: <http://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2014.01.030>.

Raj, N. T., Iniyan, S., & Goic, R. (2011). A review of renewable energy based cogeneration technologies. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 15, 3640-3648. doi: <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2011.06.003>.

Riipinen, M. (2013). District Heating & Cooling in Helsinki. Acedido a 30/08/2015. Disponível em <https://www.iea.org/media/workshops/2013/chp/MarkoRiipinen.pdf>

Rong, A., Hakonen, H., & Lahdelma, R. (2006). An efficient linear model and optimisation algorithm for multi-site combined heat and power production. *European Journal of Operational Research*, 168(2), 612-632. doi: <http://dx.doi.org/10.1016/j.ejor.2004.06.004>.

Rong, A., & Lahdelma, R. (2016). Role of polygeneration in sustainable energy system development challenges and opportunities from optimization viewpoints (Vol. 53).

Rong, A., Lahdelma, R., & Luh, P. B. (2008). Lagrangian relaxation based algorithm for trigeneration planning with storages. *European Journal of Operational Research*, 188, 248-257. doi: <http://dx.doi.org/10.1016/j.ejor.2007.04.008>.

Salgado, F., & Pedrero, P. (2008). Short-term operation planning on cogeneration systems: A survey. *Electric Power Systems Research*, 78, 835-848. doi: <http://dx.doi.org/10.1016/j.epsr.2007.06.001>.

Salomón, M. (2014). On the optimal use of industrialized biomass residues for polygeneration. (Tese de Doutoramento), KTH School of Industrial Engineering and Management, Stockholm.

Salomón, M., Savola, T., Martin, A., Fogelholm, C.-J., & Fransson, T. (2011). Small-scale biomass CHP plants in Sweden and Finland. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 15, 4445-4465. doi: <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2011.07.106>.

- Santos, F. D., Forbes, K., & Moita, R. (2001). *Mudança Climática em Portugal: Cenários, Impactes e Medidas de Adaptação*. Lisboa: Grávida.
- Silva, L. N., & Cañizares, F. R. (2011). A Energia da Floresta Ibérica. WWF Report. Acedido a 05/02/2015 Disponível em <http://assets.panda.org/downloads/reenergiaflorestaiberica.pdf>
- Simas, F. (2013). Disponibilidade de biomassa florestal residual para combustão na central termoelétrica de Sines.
- Song, H., Dotzauer, E., Thorin, E., & Yan, J. (2011). Annual performance analysis and comparison of pellet production integrated with an existing combined heat and power plant. *Bioresource Technology*, 102(10), 6317-6325. doi: <http://dx.doi.org/10.1016/j.biortech.2011.02.042>.
- Song, H., Starfelt, F., Daianova, L., & Yan, J. (2012). Influence of drying process on the biomass-based polygeneration system of bioethanol, power and heat. *Applied Energy*, 99, 32-37. doi: <http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2011.02.019>.
- Stern, N. (2006). Stern Review: The Economics of Climate Change. Acedido a 06/05/2015. Disponível em <http://www.webcitation.org/5nCeyEYJr>
- Stocker, A., Großmann, A., Madlener, R., & Wolter, M. I. (2011). Sustainable energy development in Austria until 2020: Insights from applying the integrated model "e3.at". *Energy Policy*, 39, 6082-6099. doi: <http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2011.07.009>.
- Ståhl, K., & Neergaard, M. (1998). IGCC power plant for biomass utilisation, Värnamo, Sweden. *Biomass and Bioenergy*, 15, 205-211. doi: [http://dx.doi.org/10.1016/S0961-9534\(98\)00025-7](http://dx.doi.org/10.1016/S0961-9534(98)00025-7).
- Tchanche, B. F., Lambrinos, G., Frangoudakis, A., & Papadakis, G. (2011). Low-grade heat conversion into power using organic Rankine cycles – A review of various applications. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 15, 3963-3979. doi: <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2011.07.024>.
- Teixeira, R. (2013). Efeito das propriedades da biomassa na combustão fluidizada (tese de Mestrado em Engenharia do Ambiente), Universidade de Aveiro. Acedido a 20/20/2015. Disponível em
- Teixeira, L. (2009). *Opções de utilização da biomassa florestal no contexto de Portugal* (tese de Mestrado Integrado em Engenharia Mecânica), Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto.
- Trivedi, J., Aila, M., Bangwal, D. P., Kaul, S., & Garg, M. O. (2015). Algae based biorefinery—How to make sense? *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 294-307. doi: <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2015.03.052>.
- Tuohy, A., Meibom, P., Deny, E., & O'Malley, M. (2009). Unit commit problem for systems with significant wind penetration. *IEEE Trans Power Syst*, 24, 592-601.
- UN. (1987). Report of the World Commission on Environment and Development: Our Common Future. Acedido a 05/05/2015. Disponível em <http://www.un-documents.net/wced-ocf.htm>
- UN. (1992). United Nations Framework Convention on Climate Change. Acedido a 05/05/2015. Disponível em <https://unfccc.int/resource/docs/convkp/conveng.pdf>
- UNEP. (1972). Declaration of the United Nations Conference on the Human Environment. Disponível em <http://www.unep.org/Documents/Multilingual/Default.asp?documentid=97&articleid=1503>
- UNFCCC. (1998). Kyoto Protocol To The United Nations Framework Convention On Climate Change. Acedido a 05/05/2015 Disponível em <http://unfccc.int/resource/docs/convkp/kpeng.pdf>

- Uslu, A., van Stralen, J., Beurskens, L., & Dalla Longa, F. (2012). Use of sustainable biomass to produce electricity, heat and transport fuels in EU-27 *Biomass Futures*. Disponível em
- Viana, H., Cohen, W. B., Lopes, D., & Aranha, J. (2010). Assessment of forest biomass for use as energy. GIS-based analysis of geographical availability and locations of wood-fired power plants in Portugal. *Applied Energy*, (87), 2551–2560. doi: <http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2010.02.007>.
- Wahlund, B. (2003). Rational bioenergy utilisation in energy systems and impacts on CO2 emissions. KTH Institute of Technology, Stockholm, Sweden,.
- Wahlund, B., Yan, J., & Westermarck, M. (2002). A total energy system of fuel upgrading by drying biomass feedstock for cogeneration: a case study of Skellefteå bioenergy combine. *Biomass and Bioenergy*, (234), 271-281. doi: [http://dx.doi.org/10.1016/S0961-9534\(02\)00055-7](http://dx.doi.org/10.1016/S0961-9534(02)00055-7).
- Wahlund, B., Yan, J., & Westermarck, M. (2004). Increasing biomass utilisation in energy systems: A comparative study of CO2 reduction and cost for different bioenergy processing options. *Biomass and Bioenergy*, (26), 531-544. doi: <http://dx.doi.org/10.1016/j.biombioe.2003.09.003>.
- WEC. (2013). World Energy Resources
- 2013 Survey. England: World Energy Council.
- WWF. (2011). A Energia da Floresta Ibérica. WWF Report. Acedido a 05/02/2015 Disponível em <http://assets.panda.org/downloads/reenergiaflorestaiberica.pdf>
- Xie, K., Li, W., & Zhao, W. (2010). Coal chemical industry and its sustainable development in China. *Energy*, (3511), 4349-4355. doi: <http://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2009.05.029>.
- Yang, L., Entchev, E., Ghorab, M., Lee, E. J., & Kang, E. C. (2014). Energy and cost analyses of a hybrid renewable microgeneration system serving multiple residential and small office buildings. *Applied Thermal Engineering*, (165), 477-486. doi: <http://dx.doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2014.01.049>.

Anexo A - Unidades de produção de pellets em funcionamento com início de atividade até final de 2015

Nº	Entidade	Concelho	Distrito	Ano de início de operação	Consumo de biomassa (ton/ano)			Produção (ton/ano)
					Biomassa	Rolaria	Total	Valor
1	Enermontijo	Montijo (Pegões)	Lisboa	2008	21 000	140 000	161 000	80 000
2	PelletsPower Gesfinu	Mortágua	Viseu	2008	21000	140000	161000	100000
3	JunglePower Gesfinu	Lousada	Porto	2008	21000	140000	161000	120000
4	Briquetes Raro	Vila Nova de Gaia	Porto	n.d	2100	14000	16100	10000
5	PelletsPower2 Gesfinu	Alcácer do Sal	Setúbal	2009	21000	140000	161000	100000
6	Glowood	Cercal	Setúbal	n.d	10500	70000	80500	50000
7	CMC Biomassa	Alcobaça	Leiria	n.d	2100	14000	16100	10000
8	Martos & Ca. (omnipellets)	Leiria	Leiria	n.d	8400	56000	64400	40000
9	Enerpellets	Pedrogão Grande	Leiria	n.d	21000	140000	161000	140000
10	Pelletsfirst	Alcobaça	Leiria	n.d	21000	140000	161000	120000
11	ADL	Celorico de Basto	Braga	n.d	4200	28000	32200	20000
12	AFS (pellets torrefeitos)	Oliveira de Azeméis	Aveiro	n.d	21000	140000	161000	100000
13	Pinewells, Lda	Arganil	Coimbra	n.d	25200	168000	193200	120000
14	Grupo Stellex	Chaves	Vila Real	n.d	13500	90000	103500	40000
15	Vimasol Pellets	Celorico de Basto	Vila Real	2008	2100	14000	16100	10000
16	TecPellets	Póvoa de Varzim	Braga	2013	21000	140000	161000	100000
17	Biomad	Guimarães	Braga	n.d	1050	7000	8050	5000
18	Castro e Filhos	Guimarães	Braga	n.d	1050	7000	8050	5000
19	Thermowal II	Braga	Braga	n.d	1050	7000	8050	5000
20	XPZ	Esposende	Braga	n.d	1050	7000	8050	5000
21	Fourpellets	Barcelos	Braga	2010	1050	7000	8050	5000
22	Melpellets	Melgaço	V. Castelo	2011	1050	7000	8050	5000
23	BioBranco II	Vila Velha de Rodão	C. Branco	n.d	10500	70000	80500	50000
24	Nicepellets	Ílhavo (Aveiro)	Aveiro	n.d	1050	7000	8050	5000
25	YGE	Oliveira de Azeméis	Aveiro	n.d	1050	7000	8050	5000
26	JAF Nova Lenha	Oleiros	C. Branco	2009	15000	100000	115000	70000
27	DouroPellets	Lamego	Viseu	n.d	2100	14000	16100	10000
28	Transnil Indústrias	Portalegre	Portalegre	2015	7056	47040	54096	33600
Total					279 15	1 861 04	2 140 19	1 363 60

Anexo B – Centrais termoelétricas a biomassa em funcionamento até ao final de 2015

nº	CTBF	Localização	Ano de início de operação	Potência instalada (MWe)	Consumo de Biomassa (t.ano ⁻¹ H=35%)	LIC DGEG	Localização (WGS84, °)	
							Latitude	Longitude
1	EDP Produção Bioelétrica	Mortágua	1999	9,0	110 000	259	40,378	-8,186
2	EDP Produção Bioelétrica	Constância	2009	12,5	140 000	993	39,472	-8,333
3	EDP Produção Bioelétrica	Figueira da Foz	2009	26,0	400 000	997	40,053	-8,876
4	Centroliva	V.V. Rodão	1998	5,0	60 748	232	39,657	-7,657
5	Central Térmica Santa Maria	O. de Azeméis	2008	10,0	121 500	751	40,886	-8,429
6	EDP Rodão Power	V.V. Rodão	2007	12,5	140 000	934	39,662	-7,672
7	S.P.C.G. Enerpulp	Setúbal	2009	12,5	146 000	1 031	38,492	-8,811
8	Enerplus Cacia	Aveiro	2009	12,5	146 000	1 030	40,685	-8,591
9	Ecotactor	Belmonte	2010	2,0	24 300		40,366	-7,354
10	Palser	Sertã	2010	3,0	36 500	1 134	39,816	-8,106
11	Cavalum	Mirandela	2014					
12	Central na R.A. Da Madeira	Madeira						
	TOTAL			105	1 325 04			

Anexo C – Consumo de biomassa florestal em Cerâmicas em Portugal

nº	Consumidores	Local	Distrito	Tep Total	Tep Biomassa	% Tep	Consumo (t.ano ⁻¹ H=35%)	Destino/utilização
1	F. Santiago	Porto de Mós	Leiria	4050	3240	80%	10766,06	
2	Pegões	Montijo	Setúbal	2161	1807	84%	4843,84	Forno
3	Salvadorinho	Abrantes	Santarém	2040	1259	62%	4128,00	Forno
4	Outeiro do Seixo	Torres Vedras	Lisboa	15196	915	6%	3000,00	Forno
5	Silva & Silva	Montijo	Setúbal	6775	2196	32%	7200,00	Forno
6	Cetipal	Águeda	Aveiro	1261	1061	84%	3478,88	Forno
7	Torreense	Torres Vedras	Lisboa	5689	2928	51%	9600,00	Forno
8	Certrês	Mira	Aveiro	1476	1007	68%	3300,00	Forno
9	Candosa	Tábua	Coimbra	3433	2765	81%	9064,00	Forno
10	Nergal	Loulé	Faro	2959	1373	46%	4500,00	Forno
11	Rosário	Peniche	Leiria	5473	216	4%	708,80	Forno
12	Preceram	Águeda	Aveiro	3845	613	16%	2009,00	Forno de tijolo
13	Tijolar	Ourém	Santarém	3163	2969	94%	8447,00	Forno
14	Vicente & Filhos	Sesimbra	Setúbal	2334	874	37%	2486,18	Forno 1, fornalhas/caldeiras
15	Preceram I	Pombal	Leiria	5357	1555	29%	5097,19	Forno de tijolo
16	Moderna do Olival	Ourém	Santarém	1099	800	73%	2622,75	Forno de tijolo
17	Amado de Macedo	Cervães	Braga	4960	3436	69%	11264,00	Forno de tijolo e secador de biomassa
18	CONSTRUCER	Anadia	Aveiro	1677	1258	75%	4125,47	
19	Cerâmica do Centro	Leiria	Leiria	2686	192	7%	630,94	Forno da unidade de fabrico de tijolo e caldeira
20	Cerâmica de Quintãs	Aveiro	Aveiro	6670	551	8%	1809,60	Queimador do secador Anjou
21	Faceril	Chamusca	Santarém	2270	1002	44%	3283,60	Forno
22	Sulceram	Silves	Faro	2680	2240	84%	7344,00	Forno, estufa 1+2 e 3
23	Alhadas	Figueira da Foz	Coimbra	1510	776	51%	2543,32	Forno
24	Prélis	Leiria	Leiria	3347	2516	75%	8360,31	Forno
25	Preceram II	Pombal	Leiria	2887	134	5%	358,56	Forno
26	M. A. Lopes D'Avó	Santarém	Santarém	1429	1220	85%	4000,00	Forno da unidade de fabrico de tijolo
27	CerâmicasCastros	Águeda	Aveiro	2117	290	14%	951,60	
TOTAL				98546	39190	49%	125923,0	

Anexo D - Centrais de Cogeração a biomassa em funcionamento até ao final de 2015

	Consumidores	Local	Potência (kW)	Potência (MVA)	Consumo de biomassa (t.ano ⁻¹ H=35%)
1	Portucel	Viana	8 000	8	97 500
2	Enerpulp	Cacia	6 000	6	110 370
3	Enerpulp	Figueira da Foz	15 000	15	219 960
4	Enerpulp	Setúbal	12 000	12	168 480
5	Caima	Constância	4 000	4	54 600
6	Celtejo	Ródão	n.d.	n.d.	n.d.
7	Sonae (SIAF)	Mangualde	5 000	5	65 000
	Total		50 000	50	715 910

Anexo E – Consumo de biomassa florestal em Cimenteiras em Portugal

nº	Consumidores	Local	Distrito	Consumo de biomassa (t.ano ⁻¹ H=35%)	Destino/utilização
1	CIMPOR	Alhandra	Lisboa	29 000	pré-calcinador do forno, fornos
2	CMP (SECIL)	Maceira-Liz	Leiria	25 000	n.d.
3	CALCIDRATA	Santarém	Santarém	15160	fornos de cal
4	FassaLusa	Fátima	Leiria	7650	fornos de cal
5	LUSICAL	Alcanede	Santarém	3 108	fornos de cal
6	SECIL	Outão	Setúbal	101 785	n.d.
	TOTAL			181 700	

Anexo F – Consumo de biomassa florestal em Aviários em Portugal

	Consumidores	Local	Distrito	Tep Total	Tep Biomassa	% Tep	Consumo (t.ano ⁻¹ H=35%)	Destino/utilização
nº	40 000 Aves							
1	Swedwood	Paços de Ferreira	Porto	20300		0%	9000,00	CALDEIRAS
2	Grão Vasco I	Viseu	Viseu				840,00	sistema de aquecimento
3	Grão Vasco II	São Pedro do Sul	Viseu				140,00	sistema de aquecimento
4	Grão Vasco III	São Pedro do Sul	Viseu				140,00	sistema de aquecimento
5	Lusiaves I	Figueira da Foz	Coimbra				60,00	sistema de aquecimento
6	Nortegal	Pinhel	Guarda				255,41	sistema de aquecimento
7	Granja Avícola	São Pedro do Sul	Viseu				292,00	sistema de aquecimento
8	Cruzeiros	Oliveira de Frades	Viseu				150,00	sistema de aquecimento
9	Cruzeiros Provouga	Oliveira de Frades	Viseu				120,00	sistema de aquecimento
10	Avícola do Freixo	São Pedro do Sul	Viseu				305,00	sistema de aquecimento
11	S. Pelágio	Oliveira de Frades	Viseu				186,00	sistema de aquecimento
12	Ricaves	Vouzela	Viseu				180,60	sistema de aquecimento
13	Interaves	Alenquer	Lisboa				30,00	sistema de aquecimento
14	Quinta da Freiria I	Santiago do Cacém	Setúbal	1171		0%	4800,00	sistema de aquecimento
15	Quinta da Freiria II	Lourinhã	Lisboa				10,00	sistema de aquecimento
16	Quatro Ventos	Mafra	Lisboa				100,00	sistema de aquecimento
17	Quinta da Freiria III	Torres Vedras	Lisboa				40,00	sistema de aquecimento
18	S.P.A.	Trofa	Porto				210,00	sistema de aquecimento
19	Lusiaves II	Figueira da Foz	Coimbra				1000,00	sistema de aquecimento
20	Savinor	Trofa	Porto	5998	1247	21%	3110,79	sistema de aquecimento
21	Cruzeiros	Oliveira de Frades	Viseu	81	37	45%	120,00	sistema de aquecimento
22	Regueira	Aguiar da Beira	Guarda	39	28	73%	96,00	sistema de aquecimento
23	Filipe Louro	Caldas da Rainha	Leiria	60	44	73%	143,10	sistema de aquecimento
24	Quinta da Pelagorda	Sátão	Viseu	55	46	83%	150,00	sistema de aquecimento
25	AGRO 82	Batalha	Leiria	22	9	41%	31,50	sistema de aquecimento
26	Rodrigues Ferreira	Sever do Vouga	Aveiro	38	31	81%	100,00	sistema de aquecimento

27	J.N.M.	Caldas da Rainha	Leiria	54	6	11%	19,80	sistema de aquecimento
28	Torrão Rego	Alenquer	Lisboa	235	194	83%	637,62	sistema de aquecimento
29	Lusiaves III	Leiria	Leiria	43	30	70%	80,00	sistema de aquecimento
30	Domingues Ferreira	Leiria	Leiria	63	54	85%	144,00	sistema de aquecimento
31	Lusiaves IV	Figueira da Foz	Coimbra	37	24	65%	80,00	sistema de aquecimento
32	Avifrazão	Batalha	Leiria	128	63	50%	170,00	sistema de aquecimento
33	Antoaves	Leiria	Leiria	219	58	26%	208,00	sistema de aquecimento
34	Fiança	Santarém	Santarém	21	19	91%	50,00	sistema de aquecimento
35	JOMIPE	Montijo	Setúbal	36	15	42%	40,00	sistema de aquecimento
36	Quinta do Adcachinho	Vouzela	Viseu				200,00	sistema de aquecimento
37	Orientaves	Torres Vedras	Lisboa	24	13	54%	42,30	sistema de aquecimento
38	Agro-pena	Torres Vedras	Lisboa	50	53	107%	193,00	sistema de aquecimento
39	Belazaima do Chão	Águeda	Aveiro	149	100	67%	360,00	sistema de aquecimento
40	Casal do Freixo	Rio Maior	Santarém	43	38	89%	124,60	sistema de aquecimento
41	Quinta do Monte	Albergaria-a-Velha	Aveiro	11	5	46%	13,20	sistema de aquecimento
42	Aviário da Cartaxeira	Torres Vedras	Lisboa	52	38	73%	138,49	sistema de aquecimento
43	Avícola Sr.ª da Guia	São Pedro do Sul	Viseu	144	124	86%	408,00	sistema de aquecimento
44	SOPRONIVA	Águeda	Aveiro	125	103	82%	338,00	sistema de aquecimento
45	Quinta da Lapa II	Torres Vedras	Lisboa	87	59	68%	214,45	sistema de aquecimento
46	Norte Aves	Nelas	Viseu	312	295	95%	792,00	sistema de aquecimento
47	Avícola de Varzielas	Oliveira de Frades	Viseu	55	38	70%	125,00	sistema de aquecimento
48	Party Animals	Leiria	Leiria	76	66	87%	240,00	sistema de aquecimento
49	AVICITA	Ovar	Aveiro	162	99	61%	324,00	sistema de aquecimento
50	Quinta do Valverde	Loures	Lisboa	188	109	58%	394,20	sistema de aquecimento
51	Ferreira da Silva	Vouzela	Viseu	9	7	82%	20,00	sistema de aquecimento
52	Norte Aves II	Seia	Guarda	63	45	71%	120,00	sistema de aquecimento
53	OVOLIS	Leiria	Leiria	59	1	2%	3,00	Pré aquecimento dos biodigestores
54	Bruno Carneiro	Castro Daire	Viseu	80	69	87%	250,00	sistema de aquecimento
55	Piedade Vieira	Santarém	Santarém	33	27	82%	90,00	sistema de aquecimento
56	ITS	Coruche	Santarém		n.d.			
57	Quinta da Charneca I	Figueira da Foz	Coimbra	49 570	29 737		90112	caldeira
58	Quinta da Charneca II	Figueira da Foz	Coimbra	101	37		120	sistema de aquecimento

59	Luís Leal	Santa Maria da Feira	Aveiro	1 458	746	2 000	Caldeira de produção de vapor de água
60	Hilário Santos	Estarreja	Aveiro	1 249	1	3,5	Caldeira de produção de vapor
61	Lusiaves Centro de Abate	Figueira da Foz	Coimbra	3 147	989	8 222	Caldeira de produção de água quente
TOTAL						127 887,	

Anexo G – Consumo de biomassa florestal em outros sectores em Portugal

nº	Consumidores	Local	Tep Total	Tep Biomassa	% Tep	Consumo de biomassa (t.ano ⁻¹ H=?%)	Destino/utilização
Gado							
1	Incarpo	Condeixa	1478	61	4%	174,58	Fumeiros
Rações							
2	Racentro	Leiria	2225	674	30%	2210,00	Caldeira de produção de vapor
Reciclagem							
3	Ambilital	Aljustrel				n.d	Sistema de Tratamento de Lixiviados (STL)
4	ECODEAL	Chamusca				1256,00	*
5	Maxit (argila expandida)	Ansião	14830	81	1%	229,50	Forno
Papel e Madeira							
6	Luso Finsa	Nelas				n.d	
7	Fabrica de Papel da Lapa	S.M. da Feira	2153	176,5	8%	502,00	Caldeira
Têxtil							
8	Mabera	VN de Famalicão	4 591			1 880	Caldeira G1 1 880
9	A.J. Gonçalves, S.A.	Braga				594	Caldeira para produção de vapor
TOTAL			23 12	816		6 84	